



industriales

UPCT

Escuela Técnica  
Superior  
de Ingeniería  
Industrial

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Industrial

Estudio técnico-económico de una  
central fotovoltaica flotante en el  
embalse de Tavera

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

**Autora: Nathalie Alcántara Cordero**

**Directora: Ana María Morote Nieto**



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena

Cartagena, Octubre 2018

# ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>1. Introducción</b> .....	5
1.1. Objetivos. ....	6
1.1.1. Objetivo general. ....	6
1.1.2. Objetivos específicos. ....	6
1.2. Marco legal. ....	6
<b>2. Revisión del Estado del Arte.</b> .....	7
2.1. Estado del Arte.....	7
2.2. Plantas fotovoltaicas flotantes más grandes del mundo.....	10
2.3. Plantas fotovoltaicas flotantes en diferentes países. ....	16
2.4. Análisis comparativo de las instalaciones flotantes frente a las convencionales. ....	18
2.5. Análisis de las Tecnologías. ....	19
2.5.1. Paneles. ....	20
2.5.2. Sistemas fotovoltaicos flotantes.....	21
2.5.2.1. Sistemas fotovoltaicos flotantes más usados. ....	22
<b>3. Análisis Ambiental.</b> .....	24
3.1. Localización.....	24
3.2. Inventario ambiental. ....	24
3.2.1. Climatología.....	25
3.2.1.1. Radiación solar. ....	25
3.2.1.2. Temperaturas.....	26
3.2.2. Geología y geomorfología. ....	27
3.2.3. Higrología e hidrogeología. ....	28
3.2.4. Vegetación. ....	29
3.2.5. Espacios protegidos. ....	29
3.2.6. Paisaje. ....	29
3.2.7. Vías pecuarias. ....	30
3.3. Análisis de impactos potenciales en el medio ambiente.....	30
3.3.1. Identificación de los impactos. ....	30
3.3.2. Características de los impactos. ....	30
3.3.3. Valoración de los impactos.....	30
<b>4. Análisis y diseño técnico de la instalación.</b> .....	31
4.1. Selección de los componentes de la instalación. ....	31
4.1.1. Sistema de flotación. ....	31
4.1.2. Panel solar. ....	32
4.1.1.1. Distancia mínima entre paneles. ....	33
4.1.3. Inversor. ....	33
4.2. Configuración de paneles.....	35
4.2.1. Superficie disponible. ....	37
4.3. Perdidas por orientación y sombra.....	37
4.4. Estimación de la producción de energía. ....	38
<b>5. Evaluación económica del proyecto.</b> .....	39

5.1. Inversión inicial. . . . .	39
5.2 Financiación. . . . .	40
5.3. Costes de explotación. . . . .	40
5.4. Ingresos. . . . .	41
5.5. Cash-Flow. . . . .	42
5.6. Rentabilidad. . . . .	44
<b>6. Conclusión</b> . . . . .	<b>45</b>
<b>ANEXOS</b> . . . . .	<b>46</b>
<b>REFERENCIAS</b> . . . . .	<b>48</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> . . . . .	<b>50</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Far Niente, Napa Valley, California.....	7
Figura 2. Concepto Floatovoltaico en Far Niente, California.....	8
Figura 3. Lotus Project, Solarolo Italia.....	8
Figura 4. Sistema FV FTCC en 'Petra's Winery', Italia.....	8
Figura 5. Sistema FV FTCC en Pisa.....	9
Figura 6. Tamaño de las plantas FV flotantes en porcentaje.....	10
Figura 7. Planta fotovoltaica flotante de Huaiman City.....	11
Figura 8. Planta fotovoltaica flotante de Umenoki.....	11
Figura 9. Planta fotovoltaica flotante Queen Elisabeth II Reservoir.....	12
Figura 10. Planta fotovoltaica flotante Otae Reservoir.....	12
Figura 11. Planta fotovoltaica flotante Jipyong Reservoir.....	13
Figura 12. Planta fotovoltaica flotante Godley Reservoir Floating Solar PV.....	13
Figura 13. Planta fotovoltaica flotante en Kato-Shi.....	14
Figura 14. Planta fotovoltaica flotante en Tsuga IKE.....	14
Figura 15. Planta fotovoltaica flotante en Sohara Ike.....	15
Figura 16. Planta fotovoltaica flotante en Sakasama Ike.....	16
Figura 17. Planta fotovoltaica flotante Sunflower Solar Power Plant.....	17
Figura 18. Rendimiento de los módulos a temperaturas de operación crecientes.....	21
Figura 19. Instalación fotovoltaica con el sistema de flotación Hydrelío.....	22
Figura 20. Potencia solar instalada con el sistema Hydrelío.....	23
Figura 21. Sistema de flotadores SeaBlock.....	23
Figura 22. Emplazamiento.....	24
Figura 23. Comportamiento de la temperatura.....	27
Figura 24. Mapa Geológico de Santiago de los Caballeros.....	28
Figura 25. Fotografía de la zona.....	30
Figura 26. Sistema de flotación seleccionado.....	31
Figura 27. Panel seleccionado, KK270P de Kyocera Solar.....	32
Figura 28. Esquema de la separación mínima entre paneles.....	33
Figura 29. Inversor seleccionado y ficha técnica.....	34
Figura 30. Sistema de anclaje del flotador.....	46
Figura 31. Ficha técnica del panel seleccionado.....	47

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Las 10 plantas fotovoltaicas flotantes más grandes del mundo, 2017 .....	10
Tabla 2. Características plantas fotovoltaicas convencionales y plantas fotovoltaicas flotantes. .....	19
Tabla 3. Tipología de módulos fotovoltaicos .....	20
Tabla 4. Radiación solar óptima. ....	25
Tabla 5. Temperaturas medias de Santiago. ....	26
Tabla 6. Temperaturas medias zona de Tavera. ....	26
Tabla 7. Datos del panel. ....	32
Tabla 8. Configuración óptima del sistema. ....	37
Tabla 9. Energía anual producida. ....	38
Tabla 10. Inversión inicial .....	39
Tabla 11. Financiación. ....	40
Tabla 12. Costes de explotación. ....	41
Tabla 13.1. Cash Flow año 0 al 4. ....	42
Tabla 13.2. Cash Flow año 5 al 9. ....	43
Tabla 13.3. Cash Flow año 10 al 14. ....	43
Tabla 13.4. Cash Flow año 15 al 19. ....	43
Tabla 13.5. Cash Flow año 20 al 25. ....	44
Tabla 14. Rentabilidad. ....	44

## **CAPÍTULO 1. Introducción.**

---

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la irradiación solar en energía eléctrica. Este tipo de energía se usa principalmente para producir electricidad a gran escala a través de redes de distribución, puede venderse a la red eléctrica o puede ser consumida en lugares aislados donde no existe una red eléctrica convencional. La energía eléctrica generada mediante paneles solares fotovoltaicos es inagotable y no contamina, por lo que contribuye al desarrollo sostenible.

La ubicación geográfica de la República Dominicana, en el lado oriental de la isla caribeña la convierte en privilegiada en lo que se refiere a fuentes renovables. En la energía solar se encuentran grandes oportunidades de desarrollo de energías renovables. La entrada en vigor de la Ley 57-07 de 2007, en República Dominicana, sirvió como estímulo para el desarrollo de instalaciones de generación de energía renovable. El marco legal anima el crecimiento de un sector que solo entre 2015 y 2016 agregó 110 MW nuevos gracias a tres proyectos.

Cuando se comenta sobre debilidades que presentan las energías renovables, sobresale que uno de sus inconvenientes es su densidad energética, es decir, la cantidad de terreno que se necesita para generar la misma energía que las centrales convencionales. Muchas veces estos terrenos son idóneos para trabajos agrícolas y ganaderos, en incluso viviendas.

Los terrenos óptimos para situar la tecnología fotovoltaica, son áreas degradadas, con falta de vegetación, pero en lugares con escaso recurso de suelo disponible, las plantas solares siguen siendo inviables. Ante esta objeción surge una nueva alternativa: los paneles flotantes. Las cuales también en una proyección de crecimiento poblacional a medio y largo plazo, y en planificaciones de desarrollo ciudadano, podrían ser tomadas en cuenta.

Las principales ventajas de este tipo de instalaciones flotantes frente a una convencional, que es en tierra, son el aprovechamiento del terreno para otros fines (si hay terreno disponible) y el aumento de rendimiento por reducción de temperatura, además hará la función de reducir la pérdida de agua por evaporación.

El embalse de Tavera no está teniendo ningún uso. Santiago de los Caballeros es la segunda ciudad más importante de República Dominicana. La necesidad de reservar terreno, el aporte de la reducción de pérdida de agua por evaporación en tiempos que afecta la sequía, valida la construcción de una central fotovoltaica flotante.

El presente trabajo desarrolla un "Estudio técnico-económico de una central fotovoltaica flotante en el embalse de Tavera", en la ciudad de Santiago de los Caballeros de la República Dominicana". A lo largo del trabajo se hará una revisión bibliográfica para analizar la situación actual de este tipo de instalación, se establecerán los objetivos del mismo, se presentará la metodología utilizada para el dimensionamiento de la instalación, además de un análisis ambiental y económico.

## **1.1. Objetivos.**

### **1.1.1. Objetivo general.**

El objetivo principal de este trabajo es dimensionar una planta solar fotovoltaica en el embalse de Tavera (República Dominicana) teniendo en cuenta que será una instalación flotante. Esta planta aportará 1MW de potencia a la red eléctrica.

### **1.1.2. Objetivos específicos.**

Además del objetivo principal, se establecen algunos objetivos específicos a cumplir:

- Proponer la solución óptima desde el punto de vista técnico y económico.
- Optimizar el rendimiento de los módulos solares, minimizando pérdidas por sombras, inclinación y temperatura.
- Minimizar el impacto ambiental.
- Aprovechar los beneficios de la Ley 57-07 y acatar el reglamento.
- Respetar la Ley General sobre Medio Ambiente y Recursos Naturales, Ley 64-00.

## **1.2. Marco legal.**

- Ley 64-00, "Ley General sobre Medio Ambiente y Recursos Naturales", 2000.
- Ley No. 186-07 que introduce modificaciones a la Ley General de Electricidad, No.125-01, de fecha 26 de junio de 2001. Gaceta Oficial No. 10429, del 9 de agosto de 2007.
- Ley 57-07 de Fomento a las Energías Renovables.

## CAPÍTULO 2. Revisión del Estado del Arte.

---

Este capítulo permitirá tener conocimiento de la situación actual de las plantas fotovoltaicas flotantes existentes, las cuales se han venido desarrollando desde algunos años atrás, aunque no son tan comunes como las convencionales. También se presentan las plantas fotovoltaicas flotantes de mayor potencia y algunos de los países que han optado por el uso de esta tecnología. Además, se destacarán las ventajas de las plantas fotovoltaicas flotantes frente a las plantas fotovoltaicas convencionales.

### 2.1. Estado del Arte.

Cada día son más las plantas fotovoltaicas que se instalan en el agua en todo el mundo. Estos sistemas solares flotantes o *'floatovoltaics'* son una solución adecuada a las situaciones en la que la superficie sobre techo o suelo es limitada.

El proyecto Aichi, 2007, se conoce como el primer proyecto solar que se haya construido sobre el agua. Fue realizado por un grupo de investigadores del Instituto Nacional de Ciencia y Tecnología Avanzadas en Japón y financiado por el Ministerio de Medio Ambiente de Japón. <sup>[1]</sup>. El objetivo de esta investigación fue introducir el concepto de sistemas fotovoltaicos flotantes, así como un análisis del efecto de la temperatura del módulo en el rendimiento del sistema fotovoltaico.

Las Bodegas Far Niente, afirmaron tener el primer sistema solar significativo conectado a la red instalados en el agua. La instalación fue gestionada por SPG Solar <sup>[1]</sup>. El llamado sistema *Floatovoltaic* está formado por paneles fotovoltaicos cristalinos modulares montados en pontones en un estanque (Figura 1). La estructura flotante tiene pasillos incorporados entre cada fila de paneles para permitir un fácil acceso para la limpieza y el mantenimiento de los paneles (Figura 1).



Figura 1. Far Niente, Napa Valley, California (imagen de Google Maps).

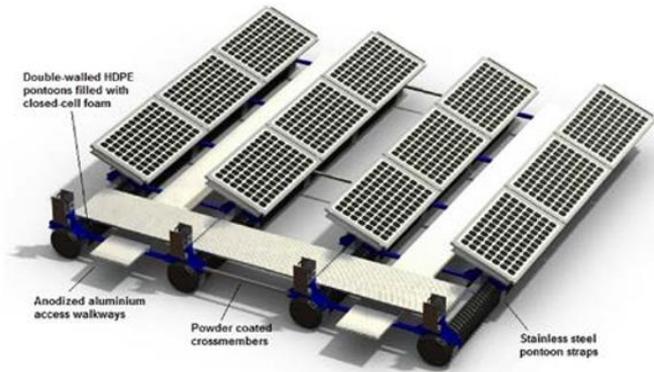


Figura 2. Concepto Floatovoltaico en Far Niente, California. <sup>[1]</sup>

El próximo proyecto solar flotante se estableció en Solarolo, Italia, en 2009, que luego se llamaría "Proyecto Lotus". Esta matriz de 20kWp fue diseñada por D.A.E.I.T. s.r.l., para sentarse en la parte superior de un estanque de riego, con conductos debajo de los paneles para enfriamiento por aire <sup>[1]</sup>. La matriz se inclina en un ángulo de 8 ° para maximizar la densidad de potencia haciendo uso de más paneles en el espacio dado. La estructura flotante en sí misma fue diseñada para permitir el acceso de individuos para mantenimiento u otras actividades; de hecho, los flotadores van directamente a tierra para que el sistema sea fácilmente accesible.



Figura 3. Lotus Project, Solarolo Italia. <sup>[1]</sup>

El único proyecto que se sabe que se instaló en 2010 fue el de una bodega en Suvereto, Italia, un sistema de Concentración de Enfriamiento de Seguimiento Flotante (Floating Tracking Cooling Concentrating Systems, FTCC). <sup>[1]</sup>



Figura 4. Sistema FV FTCC en 'Petra's Winery', Italia. <sup>[1]</sup>

La diferencia entre este sistema y cualquiera de los sistemas discutidos hasta ahora es que está instalado con un mecanismo de seguimiento que hace girar la matriz de acuerdo con el movimiento del sol; también se instala un reflector en frente del panel para maximizar la cantidad de radiación solar recibida.

El mismo grupo de investigación que investigó la función de rastreo en 'Petra's Winery', también desarrolló la siguiente instalación en un lago en Pisa, Italia. <sup>[1]</sup>



Figura 5. Sistema FV FTCC en Pisa. <sup>[1]</sup>

Esta vez, los paneles se colocaron horizontalmente con los reflectores formando una forma de "V" en cada borde para maximizar la cantidad de radiación entrante. A su vez, esto implica temperaturas de trabajo más altas; sin embargo, en este caso, los paneles estaban más cerca del agua, por lo que el efecto de enfriamiento fue más efectivo que la configuración del proyecto en Suvereto. También se empleó un sistema de seguimiento para esta configuración. Los resultados demostraron que esta configuración produjo resultados más altos para el proyecto Suvereto y, por lo tanto, lo convierte en un concepto mejor. Se informó que esta configuración produjo un aumento de 60-70% en la producción anual en comparación con los sistemas fotovoltaicos terrestres convencionales. <sup>[1]</sup>

Antes de 2014, sólo se habían construido tres plantas solares flotantes en el mundo; la primera de estas plantas se instaló en el 2013 por West Holdings <sup>[2]</sup>. Mientras que para el 2016 según un trabajo realizado por Solar Plaza, el número ha crecido a más de 70 plantas repartidas por todo el mundo, lo que ha llevado a muchos a creer que este es el inicio de un potencial nuevo boom fotovoltaico.

Camille Marliere, de Ciel & Terre <sup>[2]</sup>, uno de los mayores desarrolladores de plantas fotovoltaicas flotantes a gran escala, explica que las instalaciones fotovoltaicas flotantes se ubican generalmente en estanques de agua, lagos y embalses de agua propiedad de las compañías eléctricas o empresas agrícolas.

La planta flotante más grande del mundo se encuentra ubicada en China y puede producir 40 megavatios de electricidad al día, lo suficiente para abastecer uno 15.000 hogares. De acuerdo con el South China Morning Post, la planta fue construida en una laguna artificial

formada en una antigua mina de carbón en la ciudad de Huainan, provincia central de Anhui. <sup>[2]</sup>

## 2.2. Plantas fotovoltaicas flotantes más grandes del mundo.

Un trabajo realizado por SolarPlaza <sup>[2]</sup> a finales del año 2016 cuantificaba en más de 70 el número de plantas de fotovoltaica flotante en el mundo, que apenas totalizaban algo más de 93 MWp. Existen de tamaño reducido (5kW) y de gran capacidad (40MW).

En la siguiente figura se presenta un gráfico mostrando los porcentajes de las potencias de las plantas fotovoltaicas flotantes instaladas conocidas hasta el 2016:

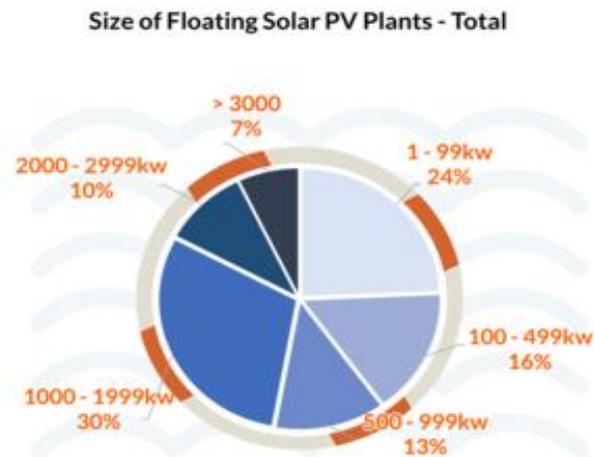


Figura 6. Tamaño de las plantas FV flotantes en porcentaje <sup>[2]</sup>.

Hasta el 2017 estas son las 10 mayores plantas de fotovoltaica flotante del mundo luego de la planta de Huainan que dispone de 40 MW:

Nº	MW	Nombre del embalse/lago/planta	País	Ciudad/Provincia	En operación
1	20	Coal mining subsidence area of Huainan City	China	Anhui	Abril, 2016
2	7,5	Umenoki Solarpark	Japón	Saitama	Octubre, 2015
3	6,33	Queen Elizabeth II reservoir	Reino Unido	London	Marzo, 2016
4	3	Otae Province	Corea Sur	Sangju City Gyeongsang Bukdo	Octubre, 2015
5	3	Jipyong Province	Corea Sur	Sangju City Gyeongsang Bukdo	Octubre, 2015
6	2,9	Godley Reservoir Floating Solar PV	Reino Unido	Godley	Enero, 2016
7	2,8	Kato-Shi	Japón	Takaoka, Hyogo	Marzo 2015
8	2,4	Tsuga Ike	Japón	Mie	Agosto, 2016
9	2,4	Sohara Ike	Japón	Mie	Marzo, 2016
10	2,3	Sakasama Ike	Japón	Hyogo	Abril, 2015

Tabla 1. Las 10 plantas fotovoltaicas flotantes más grandes del mundo, 2017 <sup>[2]</sup>.

## 1- Huainan City. 20 MW. China.



Figura 7. Planta fotovoltaica flotante de Huaiman City. <sup>[2]</sup>

Se encuentra en una zona de subsidencia de la minería de carbón de la ciudad de Huainan, que en la actualidad acoge una piscifactoría y se conectó a la red en abril de 2016, entonces con una capacidad de 20 MW. La planta ha completado su segunda fase de un proyecto de 300 MW, según se recoge en el acuerdo firmado entre el gobierno local de Anhui y el contratista general Hefei Jntech New Energy <sup>[2]</sup>. La inversión total prevista es de alrededor de 462 millones de dólares, y acabará ocupando una superficie de más de 1.640 hectáreas.

El proyecto ha sido completado por Xinyi Solar <sup>[2]</sup>, dispone de inversores de la también china Sungrow y se prevé que contribuirá a reducir las emisiones de dióxido de carbono en más de 420.000 toneladas al año, objetivo que ha estado en la agenda de muchos gobiernos regionales en China durante algún tiempo.

## 2- Umenoki. 7,5 MW. Japón.



Figura 8. Planta fotovoltaica flotante de Umenoki.

Esta planta solar flotante de 7.750,4 kWp está instalada en una balsa de riego, que se sitúa cerca de la ciudad de Higashimatsuyama, prefectura de Saitama, Kanto, Japón. <sup>[2]</sup>

El sistema solar flotante Hydrelío © apoya 27.456 paneles (módulos de 275Wp de Yingli), y ocupa aproximadamente el 57,46% de la superficie del agua (7,43 de 12,93 ha).

Para este proyecto, Ciel & Terre se encargó de suministrar el sistema Hydrelío ©, el diseño de la isla solar y del sistema de anclaje <sup>[2]</sup>. La parte inferior de anclaje, con las anclas de tierra, fue diseñado para satisfacer una profundidad máxima de 6,9 m y una variación nivel de 6,9 m. La construcción se realizó en 22 semanas y se conectó a la red en octubre de 2015.

### **3- Queen Elisabeth II Reservoir. 6,3 MW. Reino Unido.**



Figura 9. Planta fotovoltaica flotante Queen Elisabeth II Reservoir.

El desarrollador de energía solar fotovoltaica Lightsource Renewable Energy <sup>[2]</sup>, ha realizado la mayor planta solar flotante de Europa en el Queen Elisabeth II Reservoir, ubicado al oeste de Londres, cerca de Walton-on-Thames. El proyecto está compuesto por 23.000 paneles solares fotovoltaicos y genera electricidad suficiente para cubrir las necesidades de energía eléctrica de alrededor de 1.800 hogares de la localidad.

En la realización del proyecto Ennoviga Solar utilizó un total de 61.000 flotadores y 177 anclajes. “Este es nuestro proyecto más grande fuera de Japón y el primero con financiación de la banca europea, lo que demuestra que nuestra tecnología no sólo es adecuada para los servicios de agua, sino que también ha sido reconocida como financiable tanto en Europa como en Asia”, declaró Eva Pauly, directora de desarrollo de negocio internacional de Ciel et Terre. <sup>[2]</sup>

### **4- Otae Reservoir. 3 MW. Corea del Sur.**



Figura 10. Planta fotovoltaica flotante Otae Reservoir.

El desarrollador surcoreano LG CNS completó la construcción de la planta fotovoltaica flotante en el embalse de Otae, en Sangju, provincia de Gyeongsang, en diciembre de 2015. La planta fue construida al mismo tiempo que la del embalse de Jipyong, y tiene una capacidad de generación de 3 megavatios (MW).<sup>[2]</sup>

Los paneles solares cubren alrededor de 64.000 metros cuadrados de superficie de agua – aproximadamente el tamaño de 10 campos de fútbol – y generan 8.600 megavatios hora (MWh) al año, cantidad de energía suficiente para alimentar 2.400 hogares. La planta solar flotante también es capaz de reducir hasta 3.600 toneladas de dióxido de carbono, casi el mismo efecto que plantar 1,2 millones de pino, según la filial del Grupo LG.

### **5- Jipyong Reservoir. 3 MW. Corea del Sur.**



Figura 11. Planta fotovoltaica flotante Jipyong Reservoir.

La planta fotovoltaica flotante de Jipyong, fue realizada por LG CNS y se conectó a la red en diciembre de 2015. La planta, tiene una capacidad de 3 MW y está también en la ciudad de Sangju, en la provincia de Gyeongsang.<sup>[2]</sup>

Los paneles solares cubren alrededor de 64.000 m<sup>2</sup> de superficie de agua y generan 8.600 megavatios hora (MWh) al año, energía suficiente para alimentar 2.400 hogares. La planta solar flotante también es capaz de reducir hasta 3.600 toneladas de dióxido de carbono, casi el mismo efecto que plantar 1,2 millones de pino, según la filial del Grupo LG.<sup>[2]</sup>

### **6- Godley Reservoir Floating Solar PV. 3 MW. Reino Unido.**



Figura 12. Planta fotovoltaica flotante Godley Reservoir Floating Solar PV.

La planta fotovoltaica flotante del embalse de Godley fue realizada por Forrest, para United Utilities en Hyde, en el Gran Manchester <sup>[2]</sup>. La planta tiene una capacidad de 3 MW y en ella se han invertido 3,5 millones de libras esterlinas.

El sistema consta de 12.000 paneles solares que flotan en el agua del depósito y cubre un área de 45.500 metros cuadrados. La instalación tiene 46 anclajes de acero y dispone de 29.263 flotadores primarios y secundarios. United Utilities genera en Godley 2,7 GWh anuales de energía renovable con cero emisiones de carbono.

#### **7- Kato-Shi. 2,8 MW. Japón.**



Figura 13. Planta fotovoltaica flotante en Kato-Shi.

Esta planta solar flotante de 2.870,28 kWp está instalada en dos balsas de riego, que se encuentra cerca de la ciudad de Takaoka, en la prefectura de Hyogo, Kansai, Japón.

El sistema solar flotante Hydrelío © <sup>[2]</sup> apoya 11.256 paneles (módulos de 255Wp de *Kyocera*), y ocupa cerca del 59,28% de la superficie del agua (3,13 de 5,28 ha).

La construcción de la planta duró 15 semanas. Ciel & Terre se encargó tanto del suministro del sistema Hydrelío ©, como del diseño de la isla solar y del sistema de anclaje. La parte inferior de anclaje con las anclas de tierra fue diseñado para satisfacer una profundidad máxima de 5,7 m y una variación de nivel de 5,7 m.

#### **8- Tsuga IKE. 2,4 MW. Japón.**



Figura 14. Planta fotovoltaica flotante en Tsuga IKE.

Esta planta solar flotante de 2.449 kWp está instalada en un depósito de riego, que se encuentra en la ciudad de Susuka, en la prefectura de Mie, Japón.

El sistema solar flotante Hydrelío © <sup>[2]</sup> soporta 9.072 paneles (270 módulos Wp Kyocera), y abarca aproximadamente el 27% de la superficie del agua (2,48 de 9,21 ha).

Para este proyecto, Ciel & Terre se encargó del suministro del sistema Hydrelío ©, el diseño de isla solar y el diseño del sistema de anclaje. La parte inferior de anclaje, con las anclas de tierra, fue diseñado para satisfacer una profundidad máxima de 7,2 m y una variación nivel de 7,2 m. La construcción de la planta se realizó en 8 semanas y se conectó a la red en julio de 2016.

#### **9- Sohara Ike. 2,4 MW. Japón.**



Figura 15. Planta fotovoltaica flotante en Sohara Ike.

Esta planta solar flotante de 2.397,60 kWp está instalada en una balsa de riego, que se encuentra en la ciudad de Matsusaka, en la prefectura de Mie, Chubu, Japón.

El sistema solar flotante Hydrelío © soporta 8.880 paneles (270 módulos Wp de Mitsubishi), y abarca aproximadamente el 68,89% de la superficie del agua (2,48 de 3,60 ha) <sup>[2]</sup>.

Para este proyecto, Ciel & Terre se hizo cargo del suministro del sistema Hydrelío © <sup>[2]</sup> el diseño de la isla solar y del sistema de anclaje. La parte inferior de anclaje con las anclas de tierra fue diseñada para satisfacer una profundidad máxima de 1,8 m y una variación nivel de 1,8 m.

La planta tardó en construirse 20 semanas y fue conectada a la red en marzo de 2016.

#### **10- Sakasama Ike. 2,3 MW. Japón.**

La japonesa Kyocera Corporation <sup>[2]</sup> construyó la central de energía solar fotovoltaica flotante de 2,3 megavatios en una balsa de riego en la ciudad de Kasai, en la prefectura de Hyogo, al oeste de Japón, en el mes de abril de 2015. La nueva planta propiedad

conjunta de Kyocera y de Century Tokyo Leasing Corporation, genera 2.680 megavatios hora (MWh) cada año.



Figura 16. Planta fotovoltaica flotante en Sakasama Ike.

El sistema solar flotante Hydrelío © soporta 9.072 paneles (módulos de 255Wp de Kyocera), y abarca aproximadamente el 36,66% de la superficie del agua (2,61 de 7,12 ha).

Para este proyecto, Ciel & Terre se hizo cargo del suministro del sistema Hydrelío © <sup>[2]</sup>, el diseño de la isla solar y del sistema de anclaje. La parte inferior de anclaje, con las anclas de tierra, fue diseñado para satisfacer una profundidad máxima de 4,5 m y una variación nivel de 4,5 m. La planta se construyó en 11 semanas y se conectó a la red era en mayo de 2015.

### **2.3. Plantas fotovoltaicas flotantes en diferentes países.**

En Holanda, se construye el primer parque fotovoltaico flotante del país, situado a 15 kilómetros de la costa en el Mar del Norte, calculan que puede generar hasta un 15% más de electricidad que los situados en tierra.

Allard van Hoeken, director ejecutivo de Oceans of Energy y elegido ingeniero del año en Holanda en 2015, ha señalado la necesidad de buscar alternativas energéticas cuando la tierra firme escasea <sup>[3]</sup>.

La plataforma precisará tres años de trabajos para estar lista. Los paneles fotovoltaicos utilizados serán como los de tierra, y se probará su resistencia al agua salada y las inclemencias del tiempo.

En **Australia**, la empresa *Infratech Industries* está construyendo una planta flotante situada en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales de Jamestown. *Infratech Industries* ha financiado el proyecto y también operará la planta, que según lo planificado comenzará a operar este mismo año. <sup>[4]</sup>

En **Corea del Sur**, el prototipo ‘*Sunflower Solar Power Plant*’ (2014), es la primera planta de fotovoltaica flotante que se construyó. Es capaz de generar 2000kW/día.



Figura 17. Planta fotovoltaica flotante Sunflower Solar Power Plant.

En **España**, Saclima Solar Fotovoltaica asesoró a Esfera Solar <sup>[5]</sup>, empresa de ingeniería especializada en energía solar fotovoltaica, en el desarrollo de la primera instalación fotovoltaica flotante del país en Lorca, Murcia. Los flotadores son de Seablock, una compañía de Mazarrón (Murcia) <sup>[6]</sup>. Esta instalación servirá para elevar el nivel del agua del embalse, el cual alcanza cotas más altas y se consigue así permitir el riego de las zonas agrícolas por gravedad.

En **Colombia**, el proveedor de servicios de energía, gas, agua y telecomunicaciones con sede en Medellín Empresas Públicas de Medellín (EPM) anunció que desarrollará lo que llama el primer proyecto solar flotante hispanoamericano en el embalse de Peñol-Guatapé, que es operado por la misma empresa. El principal objetivo de este proyecto piloto, destacó la compañía, es probar y determinar los fundamentales técnicos y económicos de estas soluciones y sus beneficios comparados con instalaciones tradicionales en tierra y techos. “Buscamos verificar si los sistemas flotantes de paneles solares presentan un desempeño energético superior al 10 % o 15 % frente a los sistemas tradicionales”, dijo el gerente general de EPM, Jorge Londoño De la Cuesta. <sup>[7]</sup>.

El generador fotovoltaico flotante tendrá una potencia de 100 kW y constará de 368 paneles que serán desplegados en una superficie de 1.430 metros cuadrados. La central será compuesta por dos unidades de 50 kW, que juntas podrán generar alrededor de 145 MWh por año. La electricidad generada por la instalación se utilizará para cubrir la demanda de las estructuras del embalse.

En **América del Sur y Central** actualmente hay varios proyectos fotovoltaicos flotantes finalizados o en fase en desarrollo. En Jamaica, la compañía petrolera local Petroleum Corporation of Jamaica <sup>[7]</sup> está llevando a cabo un estudio de factibilidad para un proyecto en el depósito de agua de Mona, mientras que en Panamá se está planificando un proyecto de 10 MW para el Canal de Panamá. Además, en Brasil ya hay plantas fotovoltaicas flotantes operativas en Sao Paulo, y se han anunciado varios MW de nuevos proyectos en los estados de Amazonas y Minas Gerais.

## **2.4. Análisis comparativo de las instalaciones flotantes frente a las convencionales.**

Cuando se habla de las debilidades de las energías renovables, se destaca que uno de sus inconvenientes es la cantidad de terreno que necesitan para generar la misma energía que las centrales convencionales. Y es que, por ejemplo, para generar la misma energía que una central nuclear con energía solar hacen falta muchos kilómetros cuadrados.

Es por eso que se han empezado a desarrollar los parques solares flotantes aprovechando al máximo el espacio disponible.

Además, estas instalaciones no perciben ningún tipo de sombra y pueden coger la inclinación que se quiera. Se pueden llegar a aprovechar superficies que no se usan para nada como mar abierto, lagos sin valor ecológico o agua embalsada.

En sentido general, entre las ventajas este tipo de instalaciones se destacan las siguientes:

1. **Ahorro de Espacio:** No se necesita dedicar terreno valioso o apto para cultivo para la instalación fotovoltaica. Se utiliza un espacio sin aprovechamiento distinto a la acumulación de agua.
2. **Reduce pérdidas por evaporación del agua:** Con este sistema se disminuye considerablemente la evaporación del agua, la instalación produce sombra en la lámina de agua disminuyendo su temperatura y limitando la evaporación.
3. **Calidad del agua.** Otro efecto de la disminución de la temperatura del agua en la balsa es que la calidad del agua aumenta al disminuir la proliferación de algas.
4. **Mayor eficiencia de las placas fotovoltaicas.** El rendimiento de las placas aumenta por efecto de la refrigeración que se produce en la misma al estar sobre la lámina de agua.
5. **Seguridad de la instalación:** Al encontrarse la instalación fotovoltaica en el interior de la balsa de riego es menos propicia para que las placas y accesorios sean sustraídos.

Como todas las alternativas energéticas tiene sus pros y sus contras. Los detractores de esta tecnología apuntan que supone una mayor inversión inicial debido a que los materiales, tanto del panel como del cableado, son más caros ya que deben soportar la corrosión y su mantenimiento será más costoso por ser menos accesibles que los paneles en tierra. Además, añaden que interfieren con la vida acuática, afectando principalmente al nivel de oxigenación del agua, lo que afecta de manera determinante a los seres vivos que habitan ese ecosistema en caso de ser instalado en lagunas naturales. En respuesta a esto, los fabricantes de los paneles afirman que los paneles tienen los dispositivos necesarios para garantizar la correcta oxigenación del agua, manteniendo su calidad. <sup>[8]</sup>

En el cuadro siguiente se puede notar que las plantas fotovoltaicas flotantes han surgido simplemente para añadir beneficios a la energía fotovoltaica, pues mantiene las mismas ventajas que las plantas convencionales y añade otras tantas más.

	<b>Convencionales</b>	<b>Flotantes</b>
<b>Ambientales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fuente de energía ilimitada.</li> <li>• Para recolectar energía solar a gran escala se requieren grandes extensiones de terreno.</li> <li>• Impacto visual.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fuente de energía limpia e ilimitada.</li> <li>• Minimiza la evaporación del agua (aportando a la conservación de ecosistemas acuáticos)</li> <li>• Mejora la calidad del agua, ya que reduce la proliferación de algas</li> <li>• Impacto positivo o neutro</li> </ul>
<b>Económicos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inversión inicial alta, pero costos de operación bajos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inversión inicial alta, pero costos de operación bajos</li> <li>• Los espacios no utilizados pueden convertirse en áreas productivas.</li> <li>• Reduce costos de infraestructuras.</li> <li>• Mejor producción de energía, por el enfriamiento de los módulos.</li> </ul>
<b>Sociales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Idóneo para zonas donde no llega la electricidad.</li> <li>• Impacto visual por las grandes superficies de terreno ocupados</li> <li>• Se puede integrar en las estructuras de construcciones nuevas, sino también en las ya existentes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Idóneo para zonas donde no llega la electricidad.</li> <li>• Las instalaciones pueden ser discretas, pero por ser una tecnología novedosa podría considerarse extraña.</li> </ul>

Tabla 2. Características plantas fotovoltaicas convencionales y plantas fotovoltaicas flotantes.

Además, hay menos reglas y regulaciones para las estructuras construidas sobre cuerpos de agua que no se usan para recreación.

Se puede decir que los sistemas solares flotantes son superiores a los sistemas sobre tierra o en las azoteas ya que, en primer término, preservan la tierra para otros usos, como para la agricultura o la ganadería. Además, reducen la evaporación de agua, cubriendo la mayoría de la superficie de agua, limitando también el crecimiento de algas, y operan con mayor eficiencia debido al efecto de enfriamiento natural del agua.

## **2.5. Análisis de las Tecnologías.**

Para este tipo de instalaciones son necesarios sistemas fotovoltaicos flotantes con la capacidad suficiente para soportar vientos fuertes, las variaciones del nivel del agua y otros desafíos meteorológicos.

Al igual que una instalación fotovoltaica convencional, se considerarán factores de diseño tales como: inclinación y orientación de los módulos, las dimensiones de los paneles solares a instalar, la separación entre estos para evitar efectos de sombras, así como la disposición de los paneles para disponer de un espacio suficiente para el mantenimiento de estos.

### 2.5.1. Paneles.

Existe una amplia tipología de módulos solares; diferentes tecnologías y características como se puede observar en el cuadro siguiente:

		Tecnología	Eficiencia record	Eficiencia típica	Cuota de mercado	Ventajas	Desventajas	€/Wp
Tecnologías comerciales	Silicio cristalino	Mono	25,0% / 21,4%	14-16%	33% (9,1 GW)	Altas eficiencias, tecnología madura, amplia experiencia	Costes elevados	→ 0,80 - 0,85
		Multi	20,4% / 17,5%	13-15%	53%			→ 0,60 - 0,70
	Lámina delgada	a-Si	11,9%	5-9%	5,0%	Proceso económico, material no tóxico y abundante	Eficiencia baja, degradación Staebler-Wronski	→ 0,55 - 0,60
		CdTe	16,7%	11%	5,3%	Eficiencia media, proceso maduro y bajo coste	Toxicidad del Cd. Escasez del Te	→ 0,55 - 0,60
		CIGS	19,6%	10-12,5%	1,6%	Buenas eficiencias	Proceso complejo y caro	
Tecnologías pre-comerciales	III-V	42,3%	20-25%	<1%	Eficiencias muy elevadas	Necesidad de concentración y seguimiento solar		
	Orgánica	8,3%	2-5%	<1%	Gran potencial de reducción de costes	Eficiencia muy baja y estabilidad limitada		
	Electroquímica	10,4%	3-6%	<1%				

Tabla 3. Tipología de módulos fotovoltaicos <sup>[9]</sup>.

Observando la tabla 3 de la tipología de los módulos, una buena selección podría ser la tecnología de silicio multicristalino (policristalino) tomando en cuenta que es comercial, su eficiencia típica y su coste medio €/Wp. Si bien es cierto que la eficiencia típica del silicio monocristalino es un poco mayor que la eficiencia típica del silicio policristalino, también es cierto que la tecnología de silicio policristalino es menos costosa.

Uno de los factores más importante en este tipo de instalaciones es la temperatura. En la figura siguiente se muestran los rendimientos de los módulos según su tecnología a temperaturas de operación:

Rendimiento del módulo a temperaturas de operación crecientes

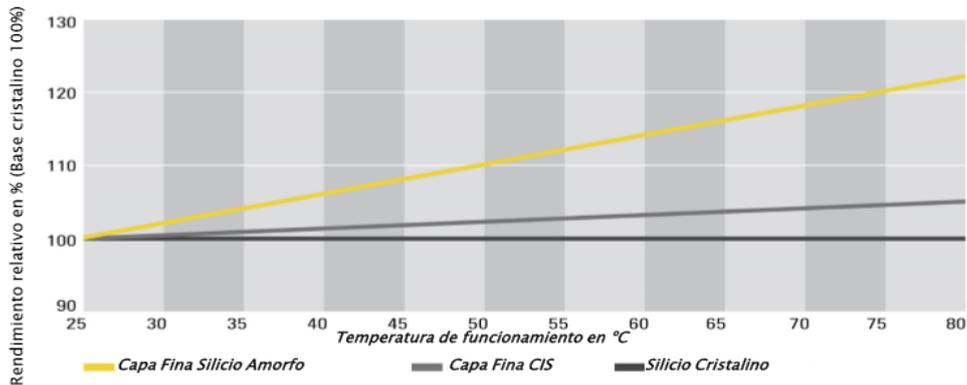


Figura 18. Rendimiento de los módulos a temperaturas de operación crecientes.

Como la temperatura media anual de la zona en la que se sitúa la instalación es de aproximadamente 25°C y como se nota en la figura anterior, los rendimientos a partir de 25°C, son prácticamente los mismos para las todas tecnologías que se ven en la figura; por los que sigue siendo una buena elección utilizar módulos de silicio cristalino.

### 2.5.2. Sistemas fotovoltaicos flotantes.

Los paneles solares flotantes son sistemas fotovoltaicos que flotan en la superficie de depósitos de agua potable, lagos de canteras, canales de irrigación, estanques o embalses.

Los componentes de los sistemas FV flotantes son los siguientes <sup>[1]</sup>:

1. Estructura del pontón / flotante: un pontón es una estructura de flotación y tiene la flotabilidad suficiente para flotar en el agua y soportar una carga pesada. La estructura está diseñada tal que puede contener varios paneles.
2. Sistema de amarre: un amarre se refiere a cualquier estructura permanente a la que se puede asegurar una estructura flotante. Una estructura flotante está asegurada a un amarre para impedir el libre movimiento de la estructura flotante en el agua. Un anclaje de anclaje fija la posición de una estructura flotante con respecto a un punto en el fondo de un canal sin conectar la estructura flotante a la orilla.
3. Módulo solar: un solo módulo solar puede producir solo una cantidad limitada de energía; La mayoría de las instalaciones contienen múltiples módulos. Un sistema fotovoltaico generalmente incluye un panel o una serie de módulos solares, un inversor solar y, a veces, una batería y / o un seguidor solar y cableado de interconexión. En su mayoría, se han utilizado módulos solares fotovoltaicos cristalinos para los sistemas solares flotantes.
4. Cableado: debido a su uso en exteriores, los cables solares están diseñados específicamente para resistir la radiación UV y las fluctuaciones de temperatura extremadamente altas y, por lo general, no se ven afectados por el clima.

### 2.5.2.1. Sistemas fotovoltaicos flotantes más usados.

Se ha observado en el estado del arte que la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas flotantes más grandes del mundo usan el mismo sistema de flotadores, el sistema Hydrelío. Otro que se ha mencionado es el utilizado en la primera planta fotovoltaica flotante de España, el Seablock.

A continuación, se mostrarán estos sistemas flotantes comerciales:

- **Hydrelío, de Ciel & Terre.**

Hydrelío es un sistema para desarrollar granjas solares fotovoltaicas flotantes de manera sencilla, asequible, fácilmente escalable y duradera, según sus desarrolladores, la empresa francesa Ciel & Terre. <sup>[10]</sup>

La innovadora plataforma solar flotante Hydrelío permite instalar placas solares fotovoltaicas estándar en grandes superficies acuáticas, tales como embalses, lagos, canales de riego, estanques, entre otros. Es una alternativa fácil de instalar y rentable económicamente a las huertas solares sobre suelo, en zonas donde no se quiere desperdiciar éste.

Los flotadores están realizados en plástico HDPE, son 100% reciclables y fáciles de desinstalar. Se pueden utilizar sin problemas para la salud, incluso en embalses que contengan agua que vaya a ser utilizada como potable.



Figura 19. Instalación fotovoltaica con el sistema de flotación Hydrelío.

La innovadora tecnología solar flotante Hydrelío ya ha sido puesta a prueba, y tiene una vida útil estimada que ronda los 30 años. Desde 2011 el sistema está siendo probado en un proyecto piloto en Francia, donde ha demostrado su eficacia y correcto funcionamiento.

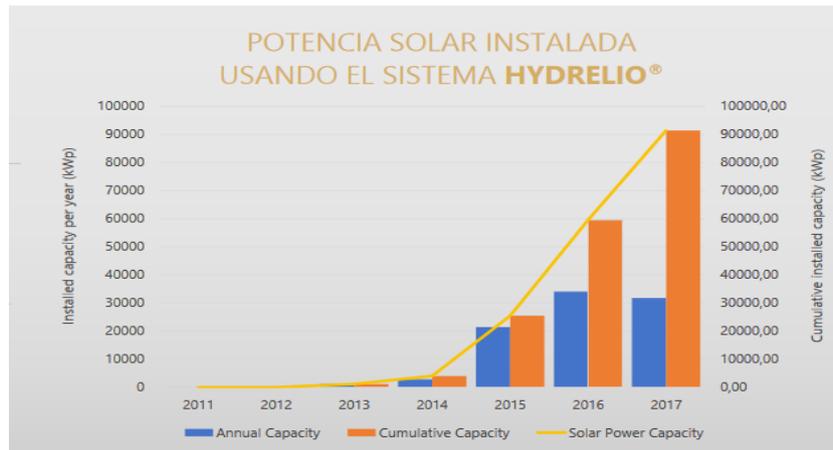


Figura 20. Potencia solar instalada con el sistema Hydrelío.

No se conocen datos de que algún otro sistema de flotación para instalaciones fotovoltaicas tenga mayor potencia instalada o mayor cantidad de instalaciones.

- **SeaBlock, de Esfera Solar y Obras Hidráulicas de Mazarrón.**



Figura 21. Sistema de flotadores SeaBlock.

Características y ventajas del sistema de Plataformas Fotovoltaicas Flotantes:

Las Plataformas Flotantes están fabricadas en polietileno de alta densidad. Son unos elementos resistentes y a la vez flexibles. Su capacidad portante es de 325 kg/m<sup>2</sup> en montaje individual, y 650 kg/m<sup>2</sup> con un montaje doble. Soportan temperaturas desde 60°C hasta 80°C. Resistente a los rayos UV <sup>[11]</sup>.

Más ventajas a destacar:

- Ecológico. No perjudica el medio ambiente.
- Montaje rápido. Fácil montaje-desmontaje. Sin mantenimiento.

Además, la primera planta fotovoltaica de España se ha instalado con este sistema por lo que se ha probado también su capacidad.

## CAPÍTULO 3. Análisis de impacto ambiental.

El impacto ambiental es el efecto que produce la actividad humana sobre el medio ambiente. Técnicamente, es la alteración en la línea de base ambiental.

La evaluación de impacto ambiental (EIA) es un procedimiento por el que se identifican y evalúan los efectos de ciertos proyectos sobre el medio físico y social.

Para que un proyecto sea sostenible debe de ser empático con el medio ambiente. Las energías renovables tienden a reducir impactos ambientales principalmente impactos de contaminación. Para confirmar la empatía de la instalación con el medio ambiente, se realizará un análisis ambiental simple; además de una identificación y valoración de dichos posibles impactos, pero no sin antes describir la localización del proyecto.

### 3.1. Localización.

La planta solar flotante se situará en el embalse de la presa de Tavera, ubicado en la provincia Santiago al sur de la capital provincial Santiago de los Caballeros. Se alimenta de las aguas del río Yaque del Norte.

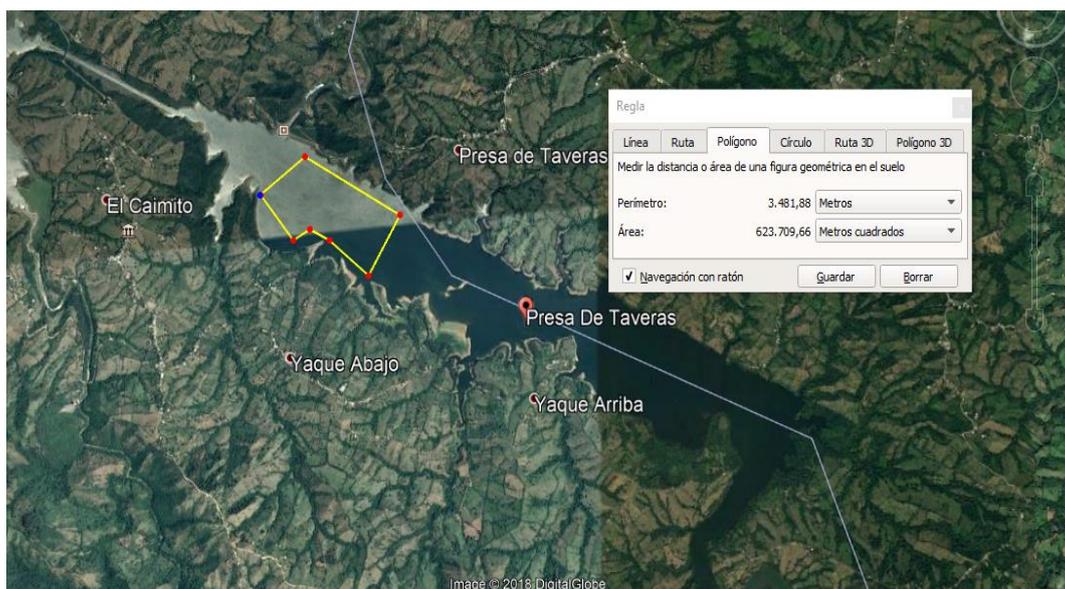


Figura 22. Emplazamiento. (Fuente Google Earth)

Latitud: **19.2871**

Longitud: **-70.7231**

### 3.2. Inventario ambiental.

Uno de los aspectos más importantes para definir la sostenibilidad de un proyecto, es el impacto ambiental. Si bien ocupan grandes espacios, las energías renovables son limpias, por lo que son una alternativa para disminución de impacto ambiental por

contaminación. Específicamente en este proyecto, no será un impacto el uso de grandes espacios de terreno por su condición de flotante.

Llamamos inventario ambiental a cada uno de los aspectos en donde nuestra instalación podría causar algún efecto.

### 3.2.1. Climatología.

El clima de la zona está determinado por la influencia combinada de las Cordilleras Septentrional y Central. La Cordillera Septentrional protege el Valle del Cibao de las depresiones principales llegando del NE, mientras la Cordillera Central bordeando la zona al Sur, bloquea las colas de estas depresiones.

Puesto que la instalación se localizará en un embalse, las temperaturas serán menores que las temperaturas de la ciudad.

#### 3.2.1.1. Radiación solar.

Los datos de radiación solar locales han sido obtenidos de PVWatts Calculator del NREL (National Renewable Energy Laboratory) <sup>[12]</sup>. También, se obtuvo que el ángulo óptimo es de 20°.

Mes	Días	Irradiación óptima [kWh/(m <sup>2</sup> *día)]
Enero	31	6,14
Febrero	28	6,4
Marzo	31	6,13
Abril	30	5,91
Mayo	31	5,98
Junio	30	6,21
Julio	31	6,2
Agosto	31	6,26
Septiembre	30	5,93
Octubre	31	5,24
Noviembre	30	5,26
Diciembre	31	5,93
<b>Total anual</b>		<b>2.176,78</b>

Tabla 4. Radiación solar óptima.

### 3.2.1.2. Temperaturas.

Según el NOAA (National Oceanic Atmospheric Administration) del NCEI (National Center for Environmental Information) <sup>[13]</sup> los datos de la temperatura media para Santiago de los Caballeros fueron los siguientes:

Mes	Temperatura media mensual °C
Enero	23,5
Febrero	24
Marzo	25
Abril	26
Mayo	26,5
Junio	27,5
Julio	28
Agosto	28,5
Septiembre	27,5
Octubre	27,5
Noviembre	25,5
Diciembre	24,5
<b>Año</b>	<b>26,17</b>

Tabla 5. Temperaturas medias de Santiago.

Mientras que para la zona específica de la presa de Tavera se tienen las siguientes temperaturas:

Mes	Temperatura media mensual °C
Enero	22,5
Febrero	23
Marzo	24
Abril	24,5
Mayo	25,5
Junio	26,5
Julio	26,5
Agosto	27
Septiembre	26,5
Octubre	26,5
Noviembre	24,5
Diciembre	23,5
<b>Año</b>	<b>25,04</b>

Tabla 6. Temperaturas medias zona de Tavera.

Si se observan las dos tablas se puede notar que las temperaturas específicamente en la zona de la presa, son ligeramente menores. En la figura 23 se puede notar mejor:

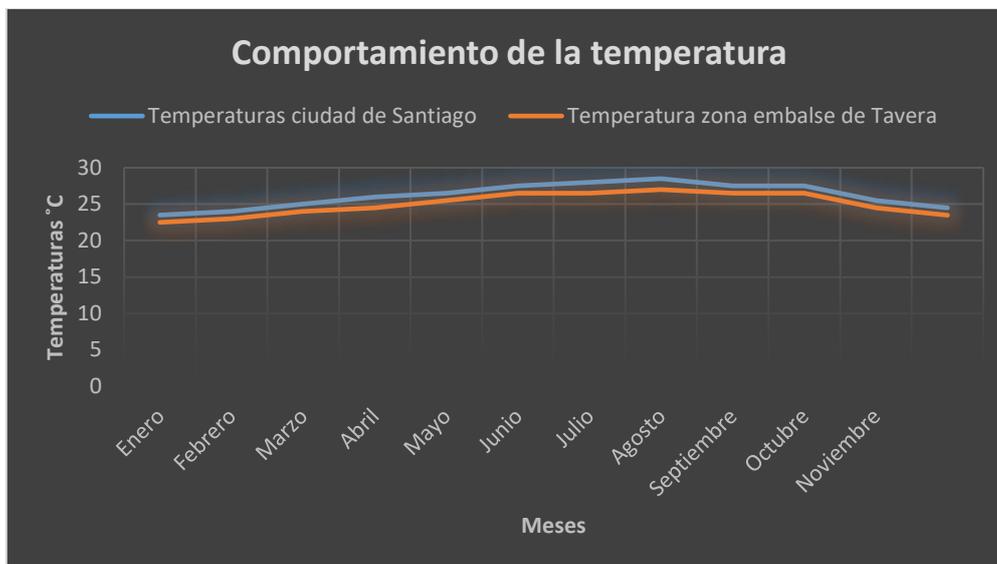


Figura 23. Comportamiento de la temperatura.

### 3.2.2. Geología y geomorfología.

Santiago abarca la vertiente norte de la Cordillera Septentrional, desde la Zona de Falla Septentrional, que la separa del Valle del Cibao, y éste Valle, representado por el Valle del Yaque del Norte, en el extremo W y por el Valle del Yuna en el E. Estos dos Valles quedan separados por una divisoria de aguas de pequeños relieves que atraviesan el Valle de N a S, se encuentra en el E de la ciudad de Santiago y va desde el Alto de Bejarán, en Tamboril, hasta cerca de la ciudad de La Vega.

Los suelos de Santiago presentan un peso específico de 1,79 a 1,14 gr/cm y una humedad natural del 35 al 10%. El índice de plasticidad indica que predominan los materiales muy plásticos, destacando algunas muestras con valores muy elevados (máximo IP = 43). Además, sobre el terreno se ha podido comprobar que algunos niveles son expansivos, especialmente las arcillas de Licey (con hinchamientos en ocasiones superiores al 20%; IGME, 2010).

La cartografía geológica y lito-geotécnica (Figura 24) muestra, tres grupos grandes rasgos: los materiales pertenecientes a la Cordillera Septentrional; los neógenos del Valle del Cibao y los cuaternarios recientes.

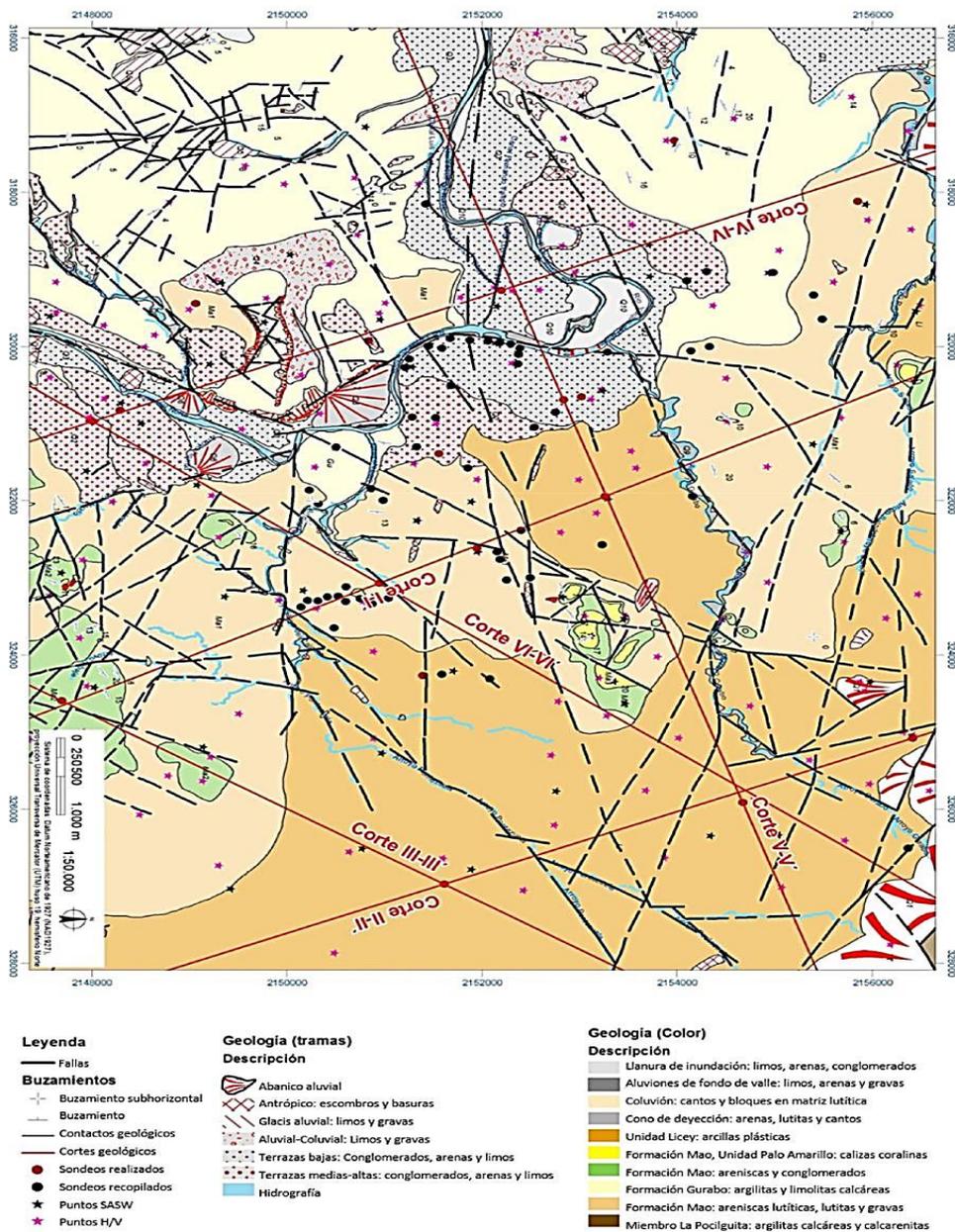


Figura 24. Mapa Geológico de Santiago de los Caballeros. [14]

La instalación no afecta ni interfiere en este aspecto, ya que es flotante.

### 3.2.3. Hidrología e hidrogeología.

El principal río que cruza Santiago es el Yaque del Norte, de donde se alimenta principalmente la Presa de Tavera, que bordea toda la parte sur de la de la provincia. La cuenca del río Yaque del Norte es la más grande de las cuencas hidrográficas dominicanas y la segunda de la isla.

Además, hay otros ríos de gran importancia que recorren la provincia como son los ríos *Bao*, que también alimenta a la presa, *Jagua*, *Inoa*, *Ámina* y *Licey*.

### **Ficha técnica de la Presa de Tavera <sup>[15]</sup>:**

- Tipo de presa: tierra.
- Altura de la presa: 80 m
- Río: Yaque del Norte.
- Elevación corona de la presa: 332,5 msnm
- Longitud corona de la presa: 320 m
- Elevación cresta del vertedor: 315,5 msnm
- Tipo de vertedor: con seis compuertas.
- Capacidad vertedor: 1.000 m<sup>3</sup>/segundos por compuerta.
- Nivel Máximo de operación: 327,5 msnm
- Nivel mínimo de operación: 295 msnm
- Capacidad de almacenamiento total: 173 millones de m<sup>3</sup>
- Área de embalse: 6,2 km<sup>2</sup>]
- Área de cuenca hidrográfica: 785 km<sup>2</sup>.
- Capacidad instalada: 96 MW
- Riego: 9.100 ha
- Aporte al sistema energético: 220 GWh/año.
- Año de construcción: 1973.

El impacto de la instalación en este aspecto, sería positivo ya que los paneles reducirían pérdidas de agua por evaporación.

#### **3.2.4. Vegetación.**

De vegetación nativa en la hoja queda poco; está limitada en las zonas peri urbana o en las pendientes fuertes de la Cordillera Septentrional. Está constituida, en las zonas cordilleranas del Norte, de un bosque de tipo húmedo sub tropical en relictos entre los cultivos de café y los conucos. En las zonas más bajas, esta vegetación corresponde a un bosque espinoso y matorrales de acacias muy tupidos. La llanura de Licey-Moca está antropizada con cultivos inmensos de plátanos alternando en parches con campo de pasto.

#### **3.2.5. Espacios protegidos.**

La zona donde se localizará la instalación, no se ha notificado como espacio protegido.

#### **3.2.6. Paisaje.**

En la figura 25, se observa que la zona de estudio presenta un relieve caracterizado por múltiples cambios de cotas.



Figura 25. Fotografía de la zona.

La planta flotante podría parecer extraña porque aunque esta tecnología cada día es más madura, no deja de ser novedosa.

### **3.2.7. Vías pecuarias.**

El río Yaque del norte es la principal fuente de alimentación del embalse, se ha intentado poblar de peces, pero rápidamente los pescadores de la zona los pescan, desapareciéndolos o dejando un mínimo.

## **3.3. Análisis de impactos potenciales en el medio ambiente.**

Esto es una conclusión de los puntos descritos en el inventario ambiental que anteriormente se ha hecho.

### **3.3.1. Identificación de impactos.**

Los posibles impactos de esta instalación son positivos en su mayoría. Del inventario ambiental se puede identificar que esta instalación impactará principalmente el clima, la hidrología y el paisaje. La geología y la vegetación permanecen inalteradas.

### **3.3.2. Características de impactos.**

En lo referente al clima de la zona, la temperatura es un poco menor en del embalse que en la zona de la ciudad, lo que será de provecho para instalación pues a menor temperaturas menos pérdidas se rendimiento. Mientras que la hidrología puede verse positivamente impactada ya que los paneles evitarán pérdidas de agua por evaporación. El paisaje inevitablemente se verá afectado por el desarrollo de la instalación.

### **3.3.3. Valoración de impactos.**

De los impactos antes mencionados el paisaje es el más negativo, pero una planta fotovoltaica convencional impacta igual al paisaje.

## CAPÍTULO 4. Análisis y diseño técnico de la instalación.

Para hacer un análisis y diseño óptimo de la instalación, lo primero es seleccionar sus componentes. Estos componentes deben de cumplir requisitos estructurales importantes (capacidad de soportar vientos fuertes, las variaciones del nivel del agua, etc.), en el caso del sistema de flotación, y de generación y transformación de energía como es el caso de los paneles y el inversor.

En este capítulo se desea hacer una selección adecuada de los principales componentes de la instalación como son: flotador, paneles e inversor, procediendo luego a realizar el diseño de la misma.

### 4.1. Selección de los componentes de la instalación.

La particularidad de nuestra instalación es que es flotante, por lo que es importante seleccionar el sistema de flotación óptimo. Al igual que una instalación fotovoltaica convencional, en una instalación fotovoltaica flotante es necesario hacer una selección óptima de sus principales componentes como son el panel, el inversor, y otros componentes; también es importante tomar en cuenta factores como la separación mínima entre paneles, además de las pérdidas por orientación y sombra.

#### 4.1.1. Sistema de flotación.

Luego de revisar el estado del arte (2.2), se ha observado que el sistema de flotación Hydrelío es el más instalado, por lo que ya ha sido instalado y probada su capacidad y correcto funcionamiento en las instalaciones fotovoltaicas flotantes.

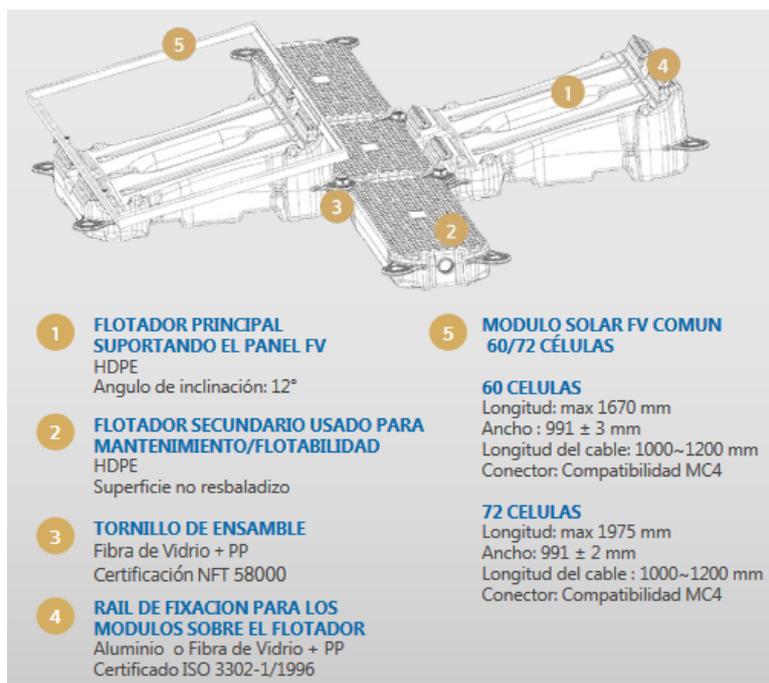


Figura 26. Sistema de flotación seleccionado. <sup>[16]</sup>

En el anexo 1 se observa el anclaje del flotador.

#### 4.1.2. Panel solar.

En el análisis de la tecnología se justificó el uso de paneles solares policristalinos por su eficiencia típica y coste (Tabla 3). Se puede observar en el estado del arte (2.2) que algunas de las plantas fotovoltaicas flotantes más grandes del mundo utilizan paneles Kyocera. Ya que el correcto funcionamiento de estos paneles está probado en instalaciones flotantes, también se seleccionarán paneles Kyocera para esta instalación.

La ficha técnica del sistema de flotación, sugiere módulos de 60 células, una longitud máxima de 1.670 mm y un ancho de 990 mm, por lo que el panel seleccionado también debe cumplir estas condiciones. Se ha seleccionado el KK270P de Kyocera Solar, pues es el panel de mayor potencia de Kyocera que cumple las características para encajar en el sistema de flotación.

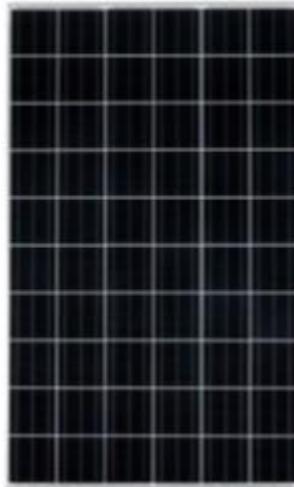


Figura 27. Panel seleccionado, KK270P de Kyocera Solar.

#### Datos del panel

Isc	9,43	A
Impp	8,71	A
Voc	38,30	V
Vmpp	31,00	V
Coef. Temperatura de Voc	-0,36	%
TONC	45	°C
Número de células	60	

Tabla 7. Datos del panel.

En el anexo 2 se encuentra la ficha técnica completa del panel.

Esta instalación está limitada a una potencia de 1MW; los paneles seleccionados tienen una potencia de 270 W, por lo que se necesitarían 3.703 paneles para cumplir con la potencia a instalar.

#### 4.1.2.1. Distancia mínima entre paneles.

La distancia mínima entre filas se obtiene de la siguiente forma:

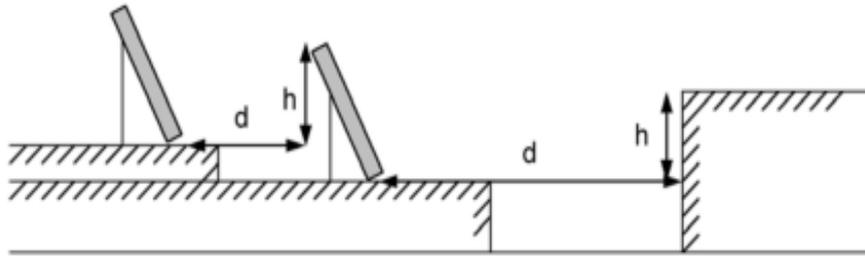


Figura 28. Esquema de la separación mínima entre paneles.

Donde la distancia viene dada por la expresión  $d = h * k$ , con  $k$  que se obtiene con la siguiente ecuación:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Para  $k$ :

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - 19,29^\circ)} = 0,84$$

Los paneles se colocarán en posición horizontal. Entonces se tiene que:

$$h = 0,990 * \text{sen}(20^\circ) = 0,34 \text{ m}$$

Por lo tanto,  $d$ :

$$d = 0,34 \text{ m} * 0,84 = 0,286 \text{ m}$$

Entonces la distancia mínima que debe existir entre filas de paneles fotovoltaico es 0,29 m.

#### 4.1.3. Inversor.

Para la selección del inversor, recomendable tener en cuenta que:

$$1 < \frac{\text{Potencia Total Instalada}}{\text{Potencia nominal del inversor}} < 1,15$$

Para cumplir con la recomendación anterior, se ha buscado un inversor con una potencia nominal menor que la potencia instalada. Luego de analizar algunos inversores de potencia nominal próxima a la correspondiente, se ha seleccionado un inversor solar central ABB PVS800 de una potencia nominal de 875 kW. Sus datos técnicos se observan en el recuadro negro de la figura siguiente:

## Inversores centrales ABB PVS800 – 500 a 1000 kW



### Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
<b>Entrada (CC)</b>				
Rango de tensión CC, mpp ( $U_{CC}$ )	450 a 825 V	525 a 825 V	525 a 825 V	600 a 850 V
Tensión CC máx. ( $U_{CC, max}$ )	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Intensidad CC máx. ( $I_{CC, max}$ ) <sup>1)</sup>	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Número de entradas CC protegidas	4 a 15 (+/-)	4 a 15 (+/-)	8 a 20 (+/-)	8 a 20 (+/-)
<b>Salida (CA)</b>				
Potencia de salida CA nominal ( $P_{CA, nom}$ ) <sup>2)</sup>	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Potencia de salida máx. <sup>2)</sup>	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Potencia a $\cos\phi = 0.95$ <sup>2)</sup>	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Intensidad nominal CA ( $I_{CA, nom}$ )	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Tensión nominal ( $U_{CA, nom}$ ) <sup>3)</sup>	300 V	350 V	350 V	400 V
Frecuencia de salida ( $f_{CA}$ )	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Distorsión armónica de la intensidad <sup>4)</sup>	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Estructura de la red <sup>5)</sup>	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT
<b>Rendimiento</b>				
Rendimiento máx. <sup>6)</sup>	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta <sup>6)</sup>	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
<b>Consumo de energía</b>				
Consumo propio en funcionamiento	490 W	490 W	650 W	650 W
Consumo en modo de espera	65 W	65 W	65 W	65 W
Tensión auxiliar externa <sup>7)</sup>	230 V, 50 Hz			
<b>Dimensiones y peso</b>				
Anchura/Altura/Profundidad, mm	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Peso aprox. <sup>8)</sup>	1800 kg	1800 kg	2320 kg	2320 kg

<sup>1)</sup> 630 kW a 45 C, 500, 875 y 1000 kW a 50C.

<sup>2)</sup> A 25C. Para más detalles consulte el manual del usuario.

<sup>3)</sup> +/- 10%

<sup>4)</sup> A potencia nominal

<sup>5)</sup> En el lado del inversor es necesaria red tipo IT

<sup>6)</sup> Rendimiento sin consumo auxiliar a mín  $U_{CC}$

<sup>7)</sup> Opcional a 115 V y 60 Hz

<sup>8)</sup> Para el caso del mínimo número de entradas de CC posibles. Para más detalles consulte el manual del usuario.

Figura 29. Inversor seleccionado y ficha técnica.

Se tiene que  $1 < \frac{1.000kW}{875kW} < 1,15$  y se cumple la recomendación.

## 4.2. Configuración de paneles.

En esta parte del dimensionamiento de la instalación se calcularán las cantidades mínimas y máximas de módulos en serie y en paralelo necesarias para obtener la potencia requerida.

- **Número máximo de ramales en serie.**

Para esto se aplicará la siguiente ecuación:

$$n_{\max} = \frac{U_{\max}(\text{INV})}{U_{ca}(T_{\min\text{panel}})}$$

Donde:

$U_{\max}(\text{INV})$  = Tensión máxima de entrada en el inversor.

$U_{ca}(T_{\min\text{panel}})$  = Tensión circuito abierto a temperatura mínima del panel. Se calcula como sigue:

$$U_{ca}(T_{\min\text{panel}}) = U_{ca}(\text{STC}) + [(T_{\min\text{panel}} - 25^{\circ}\text{C})\Delta U] \quad \text{con } \Delta U \text{ en mV}/^{\circ}\text{C}$$

$$U_{ca}(T_{\min\text{panel}}) = U_{ca}(\text{STC}) \left[ 1 + (T_{\min\text{panel}} - 25^{\circ}\text{C})\Delta U/100 \right] \quad \text{con } \Delta U \text{ en } \%/^{\circ}\text{C}$$

Siendo  $T_{\min\text{panel}}$  la temperatura mínima/máxima del panel y se calcula como sigue:

$$T_p = T_a \left( \frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800} \right) * I$$

Donde:

$T_p$  = Temperatura del módulo ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$T_a$  = Temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$I$  = Irradiancia ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

$T_{\text{ONC}}$  = Temperatura de operación nominal de la célula.

Los resultados son los siguientes:

- Temperatura mínima de funcionamiento del panel fotovoltaica (Temperatura promedio mínima de la zona del embalse de Tavera, es  $19,50^{\circ}\text{C}$ ):

- $T_p = 19,50^{\circ}\text{C} + \left( \frac{45-20}{800} \right) * 1000 = 50,75^{\circ}\text{C}$ .

- Voltaje de funcionamiento a esa temperatura mínima:
  - $U_{ca}(T_{\min 50,75^{\circ}\text{C}}) = 38,3(1 + (50,75^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) * (-0,36/100)) = 34,75 \text{ V}$
- Número máximo de paneles a conectar en serie:
  - $n_{\max} = 1.100 \text{ V} / 34,75 \text{ V} = 31,65 \approx \mathbf{31 \text{ módulos}}$
- **Número mínimo de módulos por ramal.**

$$n_{\max} = \frac{U_{\text{PMP}}(\text{INV})}{U_{\text{PMP}}(T_{\max\text{panel}})}$$

Donde:

$U_{\text{PMP}}(\text{INV}) =$  Tensión mínima de entrada al inversor en PMP.

$U_{\text{PMP}}(T_{\max\text{panel}}) =$  Tensión del módulo en PMP a la temperatura máxima. Se calcula como sigue:

$$U_{\text{PMP}}(T_{\max\text{panel}}) = U_{\text{PMP}}(\text{STC}) + [(T_{\max\text{panel}} - 25^{\circ}\text{C}) \Delta U] \text{ con } \Delta U \text{ en mV}/^{\circ}\text{C}$$

$$U_{\text{PMP}}(T_{\max\text{panel}}) = U_{\text{PMP}}(\text{STC}) [1 + (T_{\max\text{panel}} - 25^{\circ}\text{C}) \Delta U / 100] \text{ con } \Delta U \text{ en } \% / ^{\circ}\text{C}$$

Calculando del número mínimo de paneles en serie a instalar:

- Temperatura máxima de funcionamiento del panel fotovoltaica (Temperatura promedio máxima de la zona del embalse de Tavera, es  $28,17^{\circ}\text{C}$ ):
  - $T_p = 28,17 + \left(\frac{45-20}{800}\right) * 1.000 = 61,92^{\circ}\text{C}$
- Voltaje de funcionamiento a esa temperatura máxima:
  - $U_{\text{PMP}}(T_{\max 61,92^{\circ}\text{C}}) = 31(1 + (61,92^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) * (-0,36/100)) = 26,88 \text{ V}$
- Número mínimo de paneles a conectar en serie:
  - $n_{\max} = 525 \text{ V} / 26,88 \text{ V} = 19,53 \approx \mathbf{19 \text{ módulos}}$
- **Número de ramales en paralelo.**

El número de ramales en paralelo se determina como:

$$n_{\text{paralelo}} = \frac{\text{Potencia pico generador FV}}{\text{Potencia pico de un ramal}}$$

El número de ristas tiene que cumplir las características del inversor, es decir no pasar la intensidad máxima admisible por el inversor.

A continuación se muestra una tabla para obtener la configuración óptima del sistema:

Nº paneles series	Ristas en paralelo	Nº paneles a instalar	Intensidad de entrada	Potencia a instalar	
19	194,89	194	3.686	1.668,40	995.220
20	185,15	185	3.700	1.591,00	999.000
21	176,33	176	3.696	1.513,60	997.920
22	168,32	168	3.696	1.444,80	997.920
23	161,00	161	3.703	1.384,60	999.810
24	154,29	154	3.696	1.324,40	997.920
25	148,12	148	3.700	1.272,80	999.000
26	142,42	142	3.692	1.221,20	996.840
27	137,15	137	3.699	1.178,20	998.730
28	132,25	132	3.696	1.135,20	997.920
29	127,69	127	3.683	1.092,20	994.410
30	123,43	123	3.690	1.057,80	996.300
31	119,45	119	3.689	1.023,40	996.030

Tabla 8. Configuración óptima del sistema.

En la tabla 7 se puede notar que existen tres configuraciones óptimas, es decir, con las que más potencia se puede instalar. Se ha seleccionado 25 módulos fotovoltaicos conectados en serie y 148 módulos fotovoltaicos conectados en paralelo, con una potencia pico de 999.000 Wp.

#### 4.2.1. Superficie disponible.

Según la ficha técnica de la presa de Tavera vista en el apartado 3.2.3., el área del embalse es de 6,2 Km<sup>2</sup>, una superficie bastante extensa.

Colocando los paneles en ristas de 25x148 módulos de 1,662 m de longitud y 1,320 m de ancho y considerando la separación mínima de 0,29 m, se tiene que el área que ocupará la instalación es de aproximadamente de 12.312,73 m<sup>2</sup>.

#### 4.3. Pérdidas por orientación y sombras.

Una de las ventajas de este tipo de instalación es precisamente que puede tomar la inclinación óptima y reducir este tipo de pérdidas y que tampoco existen sombras sobre los paneles.

#### 4.4. Estimación de la producción de la energía.

Para estimar la producción de la instalación fotovoltaica se utilizará la siguiente ecuación:

$$E_p = G_{dm} * P_{mpp} * PR / G_{cem}$$

Donde:

$G_{dm}$ : Valor medio mensual de la irradiación diaria.

$P_{mpp}$ : Potencia del generador en punto de máxima potencia.

PR: Performance Ratio. (0, 89<sup>[12]</sup>)

$G_{cem}$ : 1 [kW/m<sup>2</sup>].

Mes	Días	Irradiación óptima [kWh/(m <sup>2</sup> *día)]	Energía producida diaria (kWh)	Energía producida mensual (kWh)
Enero	31	6,14	5.462,66	169.342,44
Febrero	28	6,4	5.693,98	159.431,36
Marzo	31	6,13	5.453,76	169.066,64
Abril	30	5,91	5.258,03	157.740,96
Mayo	31	5,98	5.320,31	164.929,61
Junio	30	6,21	5.524,94	165.748,12
Julio	31	6,2	5.516,04	170.997,25
Agosto	31	6,26	5.569,42	172.652,07
Septiembre	30	5,93	5.275,83	158.274,77
Octubre	31	5,24	4.661,94	144.520,26
Noviembre	30	5,26	4.679,74	140.392,13
Diciembre	31	5,93	5.275,83	163.550,60
<b>Total anual</b>		<b>2.176,78</b>		<b>1.936.646,21</b>

Tabla 9. Energía anual producida.

Entonces se tiene que la energía anual producida será de 1,94 GWh/año.

## CAPÍTULO 5. Evaluación económica de proyecto.

---

En este capítulo se hará una valoración económica simple de la instalación. Se estimarán los costes de la inversión inicial, los costes de explotación y los ingresos por venta de electricidad, además de determinar su rentabilidad.

Para el análisis de rentabilidad económica de la instalación tomando en cuenta los siguientes parámetros:

Valor Actual Neto:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

Tasa Interna de Retorno:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

### 5.1. Inversión inicial.

Se estimará la inversión inicial mediante el costo €/Wp de los principales componentes de la instalación. El costo estimado de los módulos solares se obtuvo de la tabla 3; mientras que para estimar el costo del inversor y el sistema de flotación, se hicieron consultas a diferentes proveedores, tratando así de ajustar el proyecto a la realidad comercial.

Inversión Inicial	
Concepto	€/Wp
Módulos solares	0,70
Inversor	0,18
Sistema de flotación	0,30
<b>Total</b>	<b>1,18</b>
Resto del sistema (25%)	0,30
<b>Costo Total €/Wp</b>	<b>1,48</b>

Tabla 10. Inversión inicial.

Como el coste se estima en 1,48 €/Wp, y se sabe que la instalación es de 999.000 Wp, entonces la inversión inicial ascenderá a 1.478.520€.

## 5.2 Financiación.

Se ha asumido que el coste total del proyecto será financiado, aprovechando las ventajas económica de la Ley 57-07. Según esta ley el 75% del coste total de la instalación puede ser financiado<sup>[17]</sup>. A continuación una tabla con los resultados de la financiación del 75% del costo total de la inversión inicial, correspondiente a un préstamo de 1.108.890,00€, a un 5% de interés en 10 años:

Años	Cuota	Intereses	Amortización	Amortizado	Pendiente
0					1.108.890,00
1	143.606,33	55.444,50	88161,83	88.161,83	1.020.728,17
2	143.606,33	51.036,41	92569,92	180.731,75	928.158,25
3	143.606,33	46.407,91	97198,42	277.930,16	830.959,84
4	143.606,33	41.547,99	102058,34	379.988,50	728.901,50
5	143.606,33	36.445,08	107161,25	487.149,75	621.740,25
6	143.606,33	31.087,01	112519,32	599.669,07	509.220,93
7	143.606,33	25.461,05	118145,28	717.814,35	391.075,65
8	143.606,33	19.553,78	124052,55	841.866,90	267.023,10
9	143.606,33	13.351,16	130255,17	972.122,07	136.767,93
10	143.606,33	6.838,40	136767,93	1.108.890,00	0,00

Tabla 11. Financiación.

## 5.3 Costes de explotación.

Los gastos (o costes) de explotación son aquellos gastos en los que se incurre para el desarrollo de su actividad principal.

Los gastos que se tienen en cuenta son los costes de producción, los costes financieros y los costes de depreciación de la instalación.

**Costes de producción.** Se dividen en coste de funcionamiento y coste de mantenimiento. Los dos se calculan a través del coste del primer año que se va a multiplicar para los demás por el factor IPC (Índice de Precios al Consumo), con un valor de 2,699%. Este IPC es el correspondiente al de Estados Unidos de América, es el que se debe usar según la Ley 57-07.<sup>[17][18]</sup>

**Costes financieros.** Representan los intereses que se tienen que pagar anualmente con respecto a la cantidad de dinero prestada.

**Costes de depreciación.** Para este tipo de instalaciones corresponde al 5,0% anual.<sup>[19]</sup>

La tabla 11 resume el cálculo de cada uno de estos costes a continuación:

<b>Año</b>	<b>Costes de funcionamiento</b>	<b>Costes financieros</b>	<b>Costes de depreciación</b>
<b>1</b>	14.785,20	55444,5	73.926
<b>2</b>	15.184,25	51036,4086	72.000
<b>3</b>	15.594,08	46407,9126	72.000
<b>4</b>	16.014,96	41547,9918	72.000
<b>5</b>	16.447,20	36445,075	72.000
<b>6</b>	16.891,11	31087,0124	72.000
<b>7</b>	17.347,00	25461,0466	72.000
<b>8</b>	17.815,20	19553,7825	72.000
<b>9</b>	18.296,03	13351,1552	72.000
<b>10</b>	18.789,84	6838,39658	72.000
<b>11</b>	19.296,98		
<b>12</b>	19.817,81		
<b>13</b>	20.352,69		
<b>14</b>	20.902,01		
<b>15</b>	21.466,15		
<b>16</b>	22.045,52		
<b>17</b>	22.640,53		
<b>18</b>	23.251,60		
<b>19</b>	23.879,16		
<b>20</b>	24.523,66		
<b>21</b>	25.185,55		
<b>22</b>	25.865,31		
<b>23</b>	26.563,42		
<b>24</b>	27.280,36		
<b>25</b>	28.016,66		

Tabla 12. Costes de explotación.

#### 5.4. Ingresos.

Los ingresos anuales serán el resultado de vender toda la energía que se produzca.

El capítulo VIII de la Ley 57-07<sup>[17]</sup>, establece la siguiente fórmula para el cálculo de precios de venta de la energía renovable:

$$R = Cm \pm Pr$$

Siendo,

R = Retribución en RD\$ /kWh, efectivamente servidos.

Cm = Costo Marginal del SENI.

Pr = Prima para cada tipo de Fuente Renovable de Generación Eléctrica.

La Ley también establece la prima, Pr; para nuestra instalación corresponde un valor de 53.50 c\$/kWh, dólares.

El costo marginal, mide la tasa de variación del coste dividida por la variación de la producción. Observando, la última programación del SENI se puede estimar que su valor en dólares por kWh instalado es aproximadamente 0,11.

Por lo que:

$$R=0,535+0,11=0,645 \text{ c\$/kWh} \approx 0,56 \text{ €/kWh}$$

### 5.5. Cash-Flow.

El cash-flow del proyecto se definirá como la diferencia entre los fondos generados cada año y los gastos producidos durante el mismo año, a lo largo de la vida útil del proyecto.

$$\text{Cash flow} = \text{beneficio neto} + \text{amortización} - \text{pago a principal}$$

Siendo:

$$\text{Beneficio neto} = \text{beneficio bruto} - \text{impuestos}$$

A continuación se muestran tablas con el cash-flow del proyecto en 25 años:

Años	0	1	2	3	4
<b>Inversión</b>	1.478.520,00				
<b>Inversión propia</b>	369.630,00				
<b>Préstamo (Financiación)</b>	1.108.890,00				
<b>Ingresos</b>		1.084.524,00	1.104.884,94	1.125.628,14	1.146.760,77
<b>Costes</b>					
<b>Costes de funcionamiento</b>		14.785,20	15.184,25	15.594,08	16.014,96
<b>Costes financieros</b>		55.444,50	51.036,41	46.407,91	41.547,99
<b>Costes de depreciación</b>		73.926,00	73.926,00	73.926,00	73.926,00
<b>Beneficio bruto</b>		940.368,30	964.738,28	989.700,15	1.015.271,82
<b>Beneficio neto</b>		940.368,30	964.738,28	989.700,15	1.015.271,82
<b>Pago a principal</b>		88.161,83	92.569,92	97.198,42	102.058,34
<b>Cash Flow</b>	-1.478.520,00	926.132,47	946.094,36	966.427,73	987.139,48

Tabla 13.1. Cash Flow año 0 al 4.

Años	5	6	7	8	9
<b>Inversión</b>					
<b>Inversión propia</b>					
<b>Préstamo (Financiación)</b>					
<b>Ingresos</b>	1.168.290,15	1.190.223,72	1.212.569,08	1.235.333,95	1.258.526,21
<b>Costes</b>					
<b>Costes de funcionamiento</b>	16.447,20	16.891,11	17.347,00	17.815,20	18.296,03
<b>Costes financieros</b>	36.445,08	31.087,01	25.461,05	19.553,78	13.351,16
<b>Costes de depreciación</b>	73.926,00	73.926,00	73.926,00	73.926,00	73.926,00
<b>Beneficio bruto</b>	1.041.471,87	1.068.319,60	1.095.835,03	1.124.038,96	1.152.953,02
<b>Beneficio neto</b>	1.041.471,87	1.068.319,60	1.095.835,03	1.124.038,96	1.152.953,02
<b>Pago a principal</b>	107.161,25	112.519,32	118.145,28	124.052,55	130.255,17
<b>Cash Flow</b>	1.008.236,62	1.029.726,28	1.051.615,75	1.073.912,42	1.096.623,84

Tabla 13.2. Cash Flow año 5 al 9.

Años	10	11	12	13	14
<b>Inversión</b>					
<b>Inversión propia</b>					
<b>Préstamo (Financiación)</b>					
<b>Ingresos</b>	1.282.153,88	1.306.225,14	1.330.748,31	1.355.731,89	1.381.184,51
<b>Costes</b>					
<b>Costes de funcionamiento</b>	18.789,84	19.296,98	19.817,81	20.352,69	20.902,01
<b>Costes financieros</b>	6.838,40				
<b>Costes de depreciación</b>	73.926,00	73.926,00	73.926,00	73.926,00	73.926,00
<b>Beneficio bruto</b>	1.182.599,64	1.213.002,16	1.237.004,51	1.261.453,20	1.286.356,50
<b>Beneficio neto</b>	1.182.599,64	1.213.002,16	1.237.004,51	1.261.453,20	1.286.356,50
<b>Pago a principal</b>	136.767,93				
<b>Cash Flow</b>	1.119.757,71	1.286.928,16	1.310.930,51	1.335.379,20	1.360.282,50

Tabla 13.3. Cash Flow año 10 al 14.

Años	15	16	17	18	19
<b>Inversión</b>					
<b>Inversión propia</b>					
<b>Préstamo (Financiación)</b>					
<b>Ingresos</b>	1.407.114,97	1.433.532,26	1.460.445,51	1.487.864,03	1.515.797,31
<b>Costes</b>					
<b>Costes de funcionamiento</b>	21.466,15	22.045,52	22.640,53	23.251,60	23.879,16
<b>Costes financieros</b>					
<b>Costes de depreciación</b>	29.570,40	1.064.534,40			
<b>Beneficio bruto</b>	1.356.078,42	346.952,34	1.437.804,98	1.464.612,43	1.491.918,15
<b>Beneficio neto</b>	1.356.078,42	346.952,34	1.437.804,98	1.464.612,43	1.491.918,15
<b>Pago a principal</b>					
<b>Cash Flow</b>	1.385.648,82	1.411.486,74	1.437.804,98	1.464.612,43	1.491.918,15

Tabla 13.4. Cash Flow año 15 al 19.

Años	20	21	22	23	24	25
<b>Inversión</b>						
<b>Inversión propia</b>						
<b>Préstamo (Financiación)</b>						
<b>Ingresos</b>	1.544.255,01	1.573.246,98	1.602.783,24	1.632.874,02	1.663.529,73	1.694.760,97
<b>Costes</b>						
<b>Costes de funcionamiento</b>	24.523,66	25.185,55	25.865,31	26.563,42	27.280,36	28.016,66
<b>Costes financieros</b>						
<b>Costes de depreciación</b>						
<b>Beneficio bruto</b>	1.519.731,35	1.548.061,43	1.576.917,93	1.606.310,61	1.636.249,37	1.666.744,31
<b>Beneficio neto</b>	1.519.731,35	1.548.061,43	1.576.917,93	1.606.310,61	1.636.249,37	1.666.744,31
<b>Pago a principal</b>						
<b>Cash Flow</b>	1.519.731,35	1.548.061,43	1.576.917,93	1.606.310,61	1.636.249,37	1.666.744,31

Tabla 13.5. Cash Flow año 20 al 25.

## 5.6. Rentabilidad.

Los parámetros que miden la rentabilidad de un proyecto son el TIR y el VAN. Un TIR positivo indica que un proyecto es rentable; mientras más alto es el TIR más rentable es el proyecto. Se tiene una tasa de actualización de un 5,50% <sup>[20]</sup>.

### Parámetros de Rentabilidad

<b>Tasa de actualización</b>	<b>5,50%</b>
<b>VAN</b>	<b>15.728.801,74</b>
<b>TIR</b>	<b>64,85%</b>

Tabla 14. Rentabilidad.

Como se puede observar en el cuadro anterior, nuestro proyecto es económicamente muy rentable. Esta alta rentabilidad se debe en gran medida a los beneficios de la Ley 57-07<sup>[17]</sup> de incentivo a las energías renovables.

## **CAPITULO 6. Conclusión.**

---

La construcción de una planta fotovoltaica flotante, además de las ventajas antes mencionadas en los capítulos anteriores como el aumento de la eficiencia por la reducción de la temperatura y la reserva del terreno para otros fines, es sinónimo de empatía con el medio ambiente por su doble función de energía limpia y reducir la cantidad de agua que se pierde por la evaporación.

En el capítulo 1 se planteaba el objetivo principal de este trabajo; era dimensionar una planta solar fotovoltaica en el embalse de Tavera (República Dominicana) teniendo en cuenta que será una instalación flotante. Para cumplir con este objetivo se ha diseñado una instalación que aportará 1MW de potencia y 1,9 GWh a la red eléctrica, esperando cubrir la demanda energética de aproximadamente 400 viviendas.

También se planteaban otros específicos que fueron tomados en cuenta durante el desarrollo de nuestro trabajo.

Las pérdidas por inclinación y sombreado son casi nulas en nuestra instalación, lo que aumenta la eficiencia de nuestra instalación.

En lo ambiental, se ha hecho un análisis pasando inventario de en los aspectos del medio ambiente en que una instalación podría incidir y se puede decir que los impactos son positivos o nulos, como se observa en el capítulo 3.

Para la parte económica, capítulo 5, se han considerado todos los beneficios de la Ley 57-07<sup>[17]</sup>, lo que ha hecho que nuestra instalación sea muy rentable. La que energía solar con sistemas flotante tiene un costo competitivo con los sistemas solares convencionales como los de seguimiento de eje único en el techo y en el suelo, además utiliza los mismos paneles solares disponibles comercialmente.

Las investigaciones sobre esta tecnología, ya sostenible, siguen en desarrollo, se sigue deseando madurar la tecnología y abaratar costos, y por las ventajas que le suma a la energía fotovoltaica podrían ser las instalaciones del futuro de las energías renovables.

## ANEXOS.

### 1. Sistema de anclaje del flotador <sup>[16]</sup>.

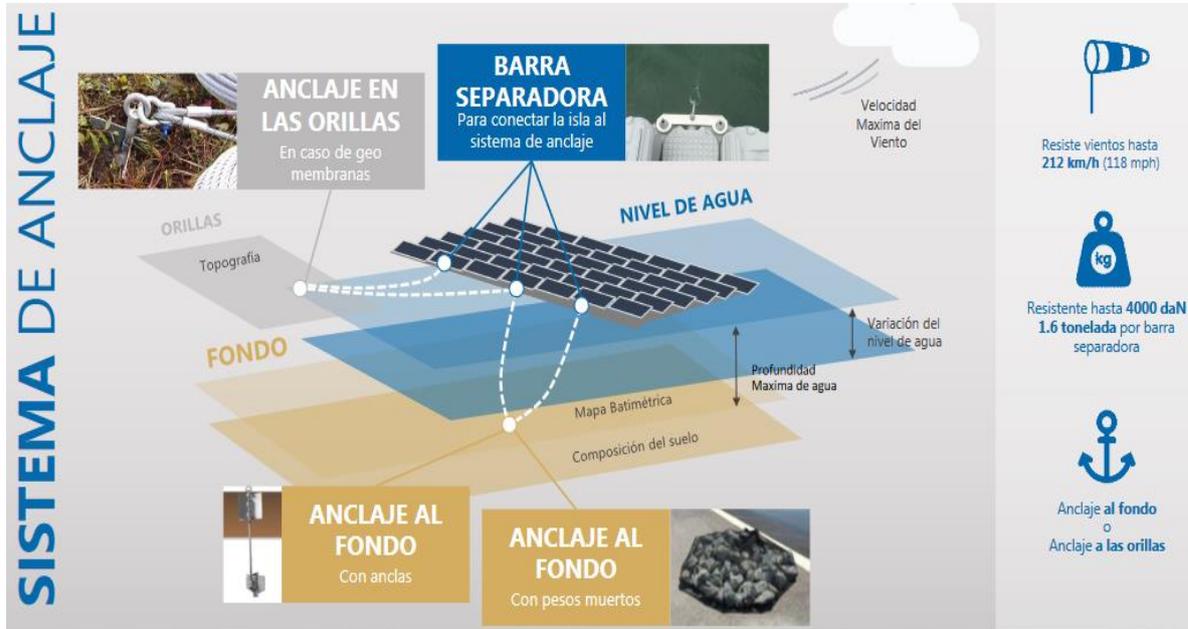


Figura 30. Sistema de anclaje del flotador.

## 2. Ficha técnica del panel seleccionado.

SPECIFICATIONS			
<b>ELECTRICAL PERFORMANCE</b>		<b>KK270P-3CD8CG</b>	
PV Module Type			
<b>At 1000 W/m<sup>2</sup> (STC)<sup>(1)</sup>:</b>			
Maximum Power	[W]	270	
Maximum System Voltage	[V]	1000	
Maximum Power Voltage	[V]	31	
Maximum Power Current	[A]	8.71	
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	[V]	38.3	
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	[A]	9.43	
Efficiency	[%]	16.4	
<b>At 800 W/m<sup>2</sup> (NOCT)<sup>(2)</sup>:</b>			
Maximum Power	[W]	194	
Maximum Power Voltage	[V]	27.9	
Maximum Power Current	[A]	6.96	
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	[V]	35.1	
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	[A]	7.63	
NOCT	[°C]	45	
Power Tolerance	[%]	+5/-3	
Maximum Reverse Current I <sub>r</sub>	[A]	15	
Series Fuse Rating	[A]	15	
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	[%/K]	-0.36	
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	[%/K]	0.06	
Temperature Coefficient of Max. Power	[%/K]	-0.46	
Reduction of Efficiency (from 1000 W/m <sup>2</sup> to 200 W/m <sup>2</sup> )	[%]	3.3	
<b>DIMENSIONS</b>			
Length	[mm]	1662 (±2.5)	
Width	[mm]	990 (±2.5)	
Depth / incl. Junction Box	[mm]	46	
Weight	[kg]	19	
Cable	[mm]	(+/-) 1200 / (-) 1200	
Connection Type	[mm]	PV-03 (SMK)	
Junction Box		111 x 90 x 16	
Number of bypass diodes		3	
IP Code		IP65	
<b>CELLS</b>			
Number per Module		60	
Cell Technology		polycrystalline	
Cell Shape (square)	[mm]	156 x 156	
Cell Bonding		3 busbar	
<b>GENERAL INFORMATION</b>			
Performance Guarantee		25 years <sup>(3)</sup>	
Warranty		10 years <sup>(4)</sup>	
<small>(1) Nominal values under standard test conditions (STC): irradiation of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25 °C</small>		<small>(2) 25 years or 80% of the nominal(1) specified power P under standard test conditions (STC)</small>	
<small>(3) Nominal values under normal operating cell temperature (NOCT): irradiation of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, wind speed of 1 m/s and ambient temperature of 20 °C</small>		<small>(4) In the case of Europe</small>	
Validated date until May 31, 2017			

Figura 31. Ficha técnica del panel seleccionado.

## REFERENCIAS.

- [1] Patil (Desai) Sujay S, Wagh M. M., Shinde N. N, "A Review on Floating Solar Photovoltaic Power Plants", 2017.
- [2] "Las 10 mayores plantas de fotovoltaica flotante del mundo", 2017-<https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-de-fotovoltaica-flotante-del-mundo/>
- [3] "Holanda construye la primera planta flotante de energía solar", 2018-[https://elpais.com/tecnologia/2018/02/08/actualidad/1518097838\\_523902.html](https://elpais.com/tecnologia/2018/02/08/actualidad/1518097838_523902.html)
- [4] "Paneles solares flotantes en embalses y pantanos", 2015-<http://ainenergia.com/paneles-solares-flotantes/>, 2015.
- [5] "Saclima Solar Fotovoltaica suministra y asesora técnicamente en la primera planta fotovoltaica flotante de España", 2017-<http://www.saclimafotovoltaica.com/fotovoltaica-flotante-espana/>
- [6] "Seablock instala la primera plataforma flotante placas fotovoltaicas en España", 2017-<http://www.seablock.online/seablock-instala-la-primera-plataforma-flotante-placas-fotovoltaicas-espana/>
- [7] "Colombia tendrá su primera instalación fotovoltaica flotante", 2018-<https://www.pv-magazine-latam.com/2018/04/19/colombia-tendra-su-primera-instalacion-fotovoltaica-flotante/>
- [8] "Ya opera en Japón la mega planta de paneles solares sobre el agua", 2015-<https://www.lmneuquen.com/ya-opera-japon-la-megaplanta-paneles-solares-el-agua-n255254>
- [9] M.Green (2011), Solar Generation 6 (EPIA 2011), e información de la revista Photon.
- [10] "Hydrelio, sistema de granjas solares fotovoltaicas flotantes", 2016-<https://ecoinventos.com/hydrelio-sistema-de-granjas-solares-fotovoltaicas-flotantes/>
- [11] Plataformas Fotovoltaicas Flotantes para Balsas-Embalses de Riego-<http://www.seablock.online/plataformas-fotovoltaicas-flotantes/>
- [12] NREL's PVWatts® Calculator-<https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>
- [13] <https://www.ncdc.noaa.gov/>
- [14] Miguel Llorente Isidro, Myriam Belveaux, Enrique Belnández, Didier Bertil, José Antonio Fernández, Luis Laín Huerta, Eusebio Lopera, Santiago Muñoz, Aghatte Roullé, "Geología de Santiago de los Caballeros (República Dominicana) para el estudio de microzonación sísmica", 2017.
- [15] Provincia de Santiago (República Dominicana)-[https://es.wikipedia.org/wiki/Provincia\\_de\\_Santiago\\_\(Rep%C3%BAblica\\_Dominicana\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Provincia_de_Santiago_(Rep%C3%BAblica_Dominicana))

[16] <http://www.ciel-et-terre.net/wp-content/uploads/2017/10/Presentacion-CT-Espanol-October-2017.pdf>

[17] Ley 57-07, Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales, 2007.

[18] <https://es.global-rates.com/estadisticas-economicas/inflacion/indice-de-precios-al-consumo/ipc/estados-unidos.aspx>

[19] CÓDIGO TRIBUTARIO (Ley No.11-92).

[20] <https://www.bancentral.gov.do/>

## **BIBLIOGRAFÍA.**

- Apuntes del Curso de Proyectos de Ingeniería en Energías Renovables del Máster en Energías Renovables de la Universidad Politécnica de Cartagena, curso2017/2018.
- Baca Urbina " Evaluación de proyectos". Ed: McGraw Hill. México.1990.
- Cartografía geotemática Proyecto, Consorcio IGM-BRGM-INYPSA SYSMIN II - 01B-[http://repo.sgn.gob.do/memogeo50/MemoG\\_6074\\_II\\_Santiago.pdf](http://repo.sgn.gob.do/memogeo50/MemoG_6074_II_Santiago.pdf)
- Creus Solé, Antonio "Energías renovables". 2004.
- [http://www.diccionariomedioambiente.org/DiccionarioMedioAmbiente/es/cpo\\_cuadro\\_presas.asp](http://www.diccionariomedioambiente.org/DiccionarioMedioAmbiente/es/cpo_cuadro_presas.asp)
- <https://datosmacro.expansion.com/ipc-paises/republica-dominicana>
- [https://elpais.com/tecnologia/2018/02/08/actualidad/1518097838\\_523902.html](https://elpais.com/tecnologia/2018/02/08/actualidad/1518097838_523902.html)
- <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-de-fotovoltaica-flotante-del-mundo/>
- <https://www.diariorenovables.com/2017/09/plantas-solares-flotantes.html>
- <https://www.icex.es/icex/es/Navegacion-zona-contacto/revista-el-exportador/mercados/REP2018779431.html>
- <https://www.microsiervos.com/archivo/ecologia/planta-solar-fotovoltaica-flotante-murcia.html>
- Instituto de Tecnología Eléctrica. "Gestor de proyectos e instalaciones energéticas" 2009.
- José Javier Ferrán Gozávez, Pablo S. Ferrer Gisbert, Carlos M. Ferrer Gisbert, Miguel Redón Santafé, Francisco Javier Sánchez Romero F, Juan Bautista Torregrosa Soler, Emili Pons Puig. "Cubrición de embalses mediante un sistema de cubierta flotante fotovoltaico: análisis técnico y económico".2012.
- Ley 64-00 "Ley General sobre Medio Ambiente y Recursos Naturales", 2000.
- Ley No. 186-07 que introduce modificaciones a la Ley General de Electricidad, No.125-01, de fecha 26 de junio de 2001. Gaceta Oficial No. 10429, del 9 de agosto de 2007.
- Ortega Rodríguez, Mario "Energías renovables", 1999.
- Rosa-Clot, M, Rosa-Clot P, Tina, G.M and Scandura, P.F - Submerged photovoltaic solar panel: SP2, 2010.
- Young-Geun Lee, Hyung-Joong Joo, Soon-Jong Yoon "Design and installation of floating type photovoltaic energy generation system using FRP members".2014.